

**UNIVERSIDAD
NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO.**

Facultad de Ingeniería.

**TESIS QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO
ELECTRÓNICO**

PRESENTAN:

**HERNÁNDEZ REYES RICARDO,
PALOMARES GONZÁLEZ IGNACIO Y
ZÁRATE MORALES SALVADOR.**

TÍTULO DE LA TESIS:

**DESCRIPCIÓN DEL CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN
(CAG) EN LA PLANTA DE CICLO COMBINADO (CC) EL “SAUZ”
DE CFE.**

**Director:
ING. ANDRÉS MARTÍNEZ LÓPEZ.**

**Codirector:
ING. BENJAMÍN RAMÍREZ HERNÁNDEZ.**

México D. F., Septiembre de 2004.

Título de la Tesis:

Descripción del Control Automático de Generación (CAG) en la planta de Ciclo Combinado (CC) El “Sauz” de CFE.

Objetivo:

Dar a conocer las características más relevantes del sistema de Control Automático de Generación (CAG) y del Disparo Automático de Generación (DAG) implementado en la planta generadora de Ciclo Combinado El Sauz ubicada en Querétaro.

Definición del problema:

Realizar una recopilación de datos que puedan describir claramente qué es y cómo se realiza El Control Automático de Generación (CAG) y Disparo Automático de Generación (DAG) ejemplificado en un proyecto realizado por Comisión Federal de Electricidad (CFE), en particular del Proyecto de Conversión de Turbina de Gas (TG) a Ciclo Combinado (CC) de la Planta Generadora El Sauz ubicada en el estado de Querétaro. Los datos que se recopilen serán de gran utilidad a la comunidad de la Facultad de Ingeniería ya que esta será una actualización de la información que se tiene actualmente, dado que obtendremos información de un proyecto actual realizado por CFE.

Método:

El método será de investigación (búsqueda y recopilación de información) apoyando esta búsqueda en libros y documentos proporcionados por Comisión Federal de Electricidad y textos afines.

Inventario de Materias:

Control Analógico, Control Digital, Dinámica de Sistemas Físicos, Plantas Generadoras Protección de Sistemas Eléctricos, Sistemas Eléctricos de Potencia II, Subestaciones Eléctricas.

Índice desglosado.

Introducción.

Capítulo 1.- Planta generadora de Ciclo Combinado (CC) El Sauz.

1.1.- Plantas Generadoras

1.1.1.- Central Hidroeléctrica.

1.1.2.- Central Eólica.

1.2.- Plantas Generadoras de Turbina de Gas.

1.2.1.- Ciclo utilizado en la Turbina de Gas.

1.3.- Plantas Generadoras de Turbina de Vapor.

1.3.1.- Central Nucleoeléctrica.

1.3.1.1.- Combustible.

1.3.1.2.- Nucleoeléctrica Laguna Verde.

1.4.- Plantas Generadoras de Ciclo Combinado.

1.4.1.- Descripción del proceso de las centrales de Ciclo Combinado.

1.5.- Conversión de la Planta Generadora El Sauz de Turbina de Gas (TG) a Ciclo Combinado (CC).

1.6.- Características de la Planta Generadora El Sauz de Ciclo Combinado.

1.6.1.- Datos de placa del Generador impulsado por Turbina de vapor.

Capítulo 2.- Control de Generación.

2.1.- ¿Para qué el Control de Generación?

2.2.- Perspectiva del problema de Control de Generación.

2.3.- Modelos de sistema.

2.3.1.- Modelo del Generador.

2.3.2.- Modelo de la Carga.

2.3.3.- Modelo del Primotor.

2.3.4.- Modelo del Gobernador.

2.3.5.- Modelo de Enlace de Sistemas.

2.4.- Control de Generación.

2.4.1.- Acción de control complementaria.

2.4.2.- Control de enlace de sistemas.

2.5.- Distribución de la Generación.

2.6.- Implementación del Control Automático de Generación.

2.7.- Rasgos del Control Automático de Generación (CAG).

2.7.1.- Acción Asistida.

2.7.2.- Filtrado del Error de Control de Área (ECA).

2.7.3.- Lógica de telemetría Fallida.

2.7.4.- Detección de la Unidad de Control.

2.7.5.- Control de Rampa.

2.7.6.- Modos de la Unidad de Control.

2.7.7.- Límites de razón de cambio.

Capítulo 3.- Del control en La Planta Generadora de El Sauz.

3.1.- Control e Instrumentación.

3.1.1.- Circuitos Analógicos de Medición.

3.1.2.- Circuitos Binarios de Medición.

3.1.3.- Módulos de Comando.

3.2.- Cuarto de Control.

3.2.1.- Control Automático de Generación por Ciclo.

3.2.2.- Control Automático de Generación por Unidad.

3.2.2.1.- Control del turbogenerador de gas.

3.2.2.2.- Control del turbogenerador de vapor.

3.2.3.- Señales de los sistemas de protección.

3.3.- Telefonía.

3.4.- Intercomunicación.

3.5.- Accesorios.

Capítulo 4.- Señales del CENACE.

4.1.- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

4.1.1.- Señales binarias del CENACE.

- 4.1.2.- Control desde el CENACE.
- 4.2.- Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (SITRACEN).
 - 4.2.1.- Del SICTRE a SITRACEN.
 - 4.2.1.1.- Sistema EMS RANGER.
 - 4.2.1.2.- Sistema SCADA.
 - 4.2.2.- Control Automático de Generación (CAG).
 - 4.2.3.- Señales Analógicas.
 - 4.2.4.- Señales Binarias.
- 4.3.- Disparos.
 - 4.3.1.- Equipo de Medición de Energía Eléctrica.
 - 4.3.2.- Equipos de Monitoreo en Línea.
 - 4.3.3.- Unidades de disparo (corrientes de corto circuito).
 - 4.3.4.- Esquemas de Disparo Automático de Generación (DAG) y Control Automático de Generación (CAG).

Capítulo 5.- Conclusiones y recomendaciones.

Glosario de Términos.

Bibliografía.

Resultados Esperados:

Se espera acceder a información que pueda ser de utilidad para la comunidad de la Facultad de Ingeniería en cuanto al conocimiento del Control Automático de Generación (CAG) y Disparo Automático de Generación (DAG) y a su vez comprobar la necesidad que se tiene de estos sistemas en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Índice.

Introducción.	1
Capítulo 1.- Planta generadora de Ciclo Combinado (CC) El Sauz.	
1.1.- Plantas Generadoras.	2
1.1.1.- Central Hidroeléctrica.	2
1.1.2.- Central Eólica.	3
1.2.- Plantas Generadoras de Turbina de Gas.	4
1.2.1.- Ciclo utilizado en la Turbina de Gas.	4
1.3.- Plantas Generadoras de Turbina de Vapor.	8
1.3.1.- Central Nucleoeléctrica.	12
1.3.1.1.- Combustible	12
1.3.1.2.- Nucleoeléctrica Laguna Verde	12
1.4.- Plantas Generadoras de Ciclo Combinado.	13
1.4.1.- Descripción del proceso de las centrales de Ciclo Combinado.	13
1.5.- Conversión de la Planta Generadora El Sauz de Turbina de Gas (TG) a Ciclo Combinado (CC)	15
1.6.- Características de la Planta Generadora El Sauz de Ciclo Combinado.	15
1.6.1.- Datos de placa del Generador impulsado por Turbina de vapor.	16
Capítulo 2.- Control de Generación.	
2.1.- ¿Para qué el Control de Generación?	19
2.2.- Perspectiva del problema de Control de Generación.	19
2.3.- Modelos de sistema.	20
2.3.1.- Modelo del Generador.	20
2.3.2.- Modelo de la Carga.	24
2.3.3.- Modelo del Primotor.	27
2.3.4.- Modelo del Gobernador.	28
2.3.5.- Modelo de Enlace de Sistemas.	35
2.4.- Control de Generación.	40
2.4.1.- Acción de control complementaria.	40
2.4.2.- Control de enlace de sistemas.	40
2.5.- Distribución de la Generación.	45
2.6.- Implementación del Control Automático de Generación.	47
2.7.- Rasgos del Control Automático de Generación (CAG).	50
2.7.1.- Acción Asistida	50
2.7.2.- Filtrado del Error de Control de Área (ECA).	50
2.7.3.- Lógica de telemetría Fallida	51

2.7.4.- Detección de la Unidad de Control.	51
2.7.5.- Control de Rampa.	51
2.7.6.- Modos de la Unidad de control.	51
2.7.7.- Limitación de Rango.	51

Capítulo 3.- Del control en La Planta Generadora de El Sauz.

3.1.- Control e Instrumentación.	52
3.1.1- Circuitos Analógicos de Medición	56
3.1.2- Circuitos Binarios de Medición	57
3.1.3.- Módulos de Comando	57
3.2.- Cuarto de control.	58
3.2.1.- Control Automático de Generación por Ciclo	60
3.2.2.- Control Automático de Generación por Unidad.	61
3.2.2.1.- Control del turbogenerador de gas	61
3.2.2.2.- Control del turbogenerador de vapor.	63
3.2.3.- Señales de los sistemas de protección.	64
3.3.- Telefonía.	65
3.4.- Intercomunicación.	66
3.5.- Accesorios.	67

Capítulo 4.- Señales del CENACE.

4.1.- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).	68
4.1.1.- Señales binarias del CENACE.	69
4.1.2.- Control desde el CENACE.	70
4.2.- Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (SITRACEN)	71
4.2.1.- Del SICTRE a SITRACEN	72
4.2.1.1.- Subsistema EMS RANGER.	73
4.2.1.2.- Subsistema SCADA.	74
4.2.2.- Control Automático de Generación (CAG).	78
4.2.3.- Señales Analógicas	80
4.2.4.- Señales Binarias.	80
4.3.- Disparos.	80
4.3.1.- Equipo de Medición de Energía Eléctrica.	80
4.3.2.- Equipos de Monitoreo en Línea.	81
4.3.3.- Unidades de disparo (corrientes de corto circuito).	82
4.3.4.- Esquemas de Disparo Automático de Generación (DAG) y Control Automático de Generación (CAG)	83

Capítulo 5.- Conclusiones y recomendaciones	84
Glosario de Términos	86
Bibliografía	90

Introducción.

Las características del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de México con su estructura longitudinal, hacen necesario un seguimiento cercano de las condiciones de operación, para anticipar problemas como el resultado de contingencias o simplemente de cambios de demanda eléctrica conocidos como cambios en la carga.

El control del SEP abarca una gama muy amplia de aplicaciones, de hecho, los SEP por sí mismos constituyen el sistema más grande hecho por el hombre y que éste debe tener bajo control.

El primer problema que se enfrentó en el diseño de los primeros sistemas eléctricos de potencia fue el control de las unidades generadoras; ya que la carga a la que generalmente se le está suministrando energía está compuesta de distintos dispositivos que constantemente varían su valor.

Es importante recalcar que la utilización de una unidad generadora no nos será de utilidad si no se tiene un método de control adecuado para dicha o dichas unidades.

Los métodos desarrollados para el control individual de los generadores y eventualmente el control de las grandes interconexiones de sistemas eléctricos de potencia, desempeñan un papel vital en los centros de control de energía modernos, como es el caso del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Los métodos más eficientes para resolver un problema son los que consideran el comportamiento real o físico del proceso de generación de energía eléctrica (que es el que nos incumbe) y dadas las características de estos problemas se hace necesario plantear y ejecutar la solución de manera inmediata o en otras palabras, en Tiempo Real.

Es por todo esto que se hace necesario un control de generación eficiente en el SEN que pueda resolver los problemas que se vayan presentando en el momento.

Por eso en este trabajo de tesis nos proponemos exponer las características más importantes del Control Automático de Generación de la planta generadora de electricidad El Sauz como un ejemplo de Control de Generación moderno en una planta de Ciclo Combinado (CC) de nuestro país. Para así mostrar los beneficios y la necesidad que se tiene del Control Automático de Generación (CAG) y del Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (SITRACEN) para resolver los problemas que se presenten en el SEN.

Capítulo 1.- Planta generadora de Ciclo Combinado (CC) El Sauz.

Objetivo.

En este capítulo describiremos brevemente los tipos de centrales generadoras de electricidad que se tienen en nuestro país, para abordar después de una forma más detallada a las unidades generadoras termoeléctricas y de ciclo combinado. Cuyo entendimiento nos ayudará a establecer las características de estas últimas y a su tiempo determinar el mejor control de generación de dichas unidades.

1.1.-Plantas Generadoras.

Se llama planta de generación a toda estación que transforma una energía primaria dada en otra forma de energía utilizable, eléctrica en nuestro caso. Destinadas a abastecer un área más o menos extensa por medio de múltiples líneas de transmisión y estaciones de distribución.

La generación de energía eléctrica en México la realiza Comisión Federal de Electricidad (CFE), por medio de las tecnologías disponibles en la actualidad las cuales son centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nuclear.

1.1.1.- Central Hidroeléctrica.

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales, a saber:

1. Por su tipo de embalse.
2. Por la altura de la caída del agua.

Un esquema de este tipo de centrales se puede observar en la figura 1.1.

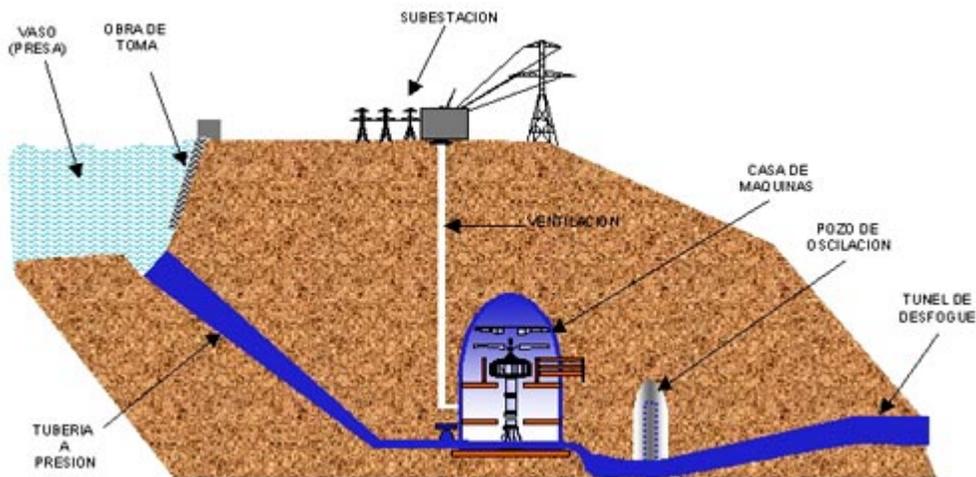


Figura 1.1- Esquema de una Central Hidroeléctrica.

1.1.2.- Central Eólica.

También se cuenta en México con centrales eólicas y su característica principal es que 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.

A continuación se puede observar el esquema de una central eólica en la figura 1.2.

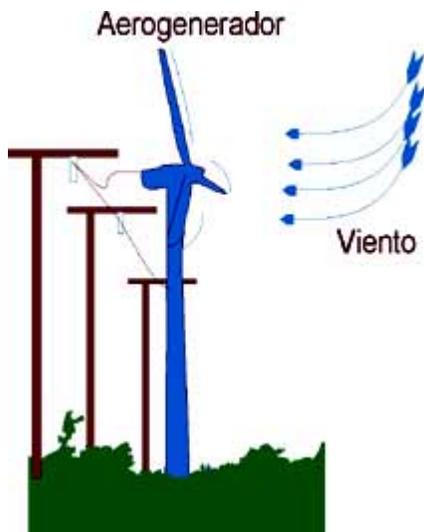


Figura 1.2- Esquema de una central eólica.

Los aerogeneradores son unidades generadoras que 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.

En nuestro país contamos con la central eólica de La Venta:

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.

1.2.- Plantas Generadoras de Turbina de Gas.

Las turbinas son máquinas rotativas, que para producir energía eléctrica se hace girar el rodete de la turbina y producir energía mecánica, a su vez es acoplado a la flecha de la turbina el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

En forma global se clasifican en tres grandes familias:

Las turbinas hidráulicas son las más antiguas. Usan agua como fluido de trabajo. Sus antepasados directos son los molinos de agua. Hoy existen varios modelos básicos: Pelton, Francis y Kaplan (o hélice de paso variable). A estos modelos básicos se debe agregar la Mitchell-Banki que es muy utilizada en instalaciones de microhidráulica. La típica turbina hidráulica se usa en centrales de generación eléctrica sea centrales de pasada o centrales de embalse.

En el caso de **las turbinas a vapor** el fluido de trabajo es vapor de agua (típicamente). Aunque también hay instancias en que se han fabricado usando otro vapor de trabajo (Mercurio, Propano u otro). Las típicas turbinas de vapor se dividen en de acción y de reacción. La turbina a vapor típicamente se usan en centrales térmicas de generación eléctrica. Estos son sistemas de combustión externa (el calor se usa para calentar el fluido de trabajo en forma indirecta en caldera).

Las **turbinas a gas** son las más recientes. Si bien hay intentos de fabricarlas a inicios de este siglo, el primer ensayo exitoso es solo de 1937. Difieren de las anteriores en el sentido de que se realiza combustión dentro de la máquina. Por lo tanto el fluido de trabajo son gases de combustión (de allí su nombre).

1.2.1.- Ciclo utilizado en la Turbina de Gas.

Si bien la turbina a gas es un motor de combustión interna y su ciclo tiene puntos en común con los ciclos Otto o Diesel, tiene una diferencia fundamental. Se trata (igual que todas las turbinas) de máquina de funcionamiento continuo. Es decir, en régimen permanente cada elemento de ella está en condición estable.

El ciclo de la turbina a gas es el ciclo **Joule o Brayton**, el cual se ilustra en la figura 1.3 en un diagrama $p-V$ y en la figura 1.4 en un diagrama $T-S$. También ilustra el ciclo en diagrama de bloques primero en la figura 1.5 como turbopropulsor y luego en la figura 1.6 como turboreactor.

A continuación se describe brevemente el ciclo **Joule o Brayton**, y para seguir el proceso nos apoyaremos tanto en la figura 1.3 como en la figura 1.4, ya que ambas describen el mismo ciclo.

Empezando en el *estado 1*, el cual se puede ver tanto en la figura 1.3 como en la figura 1.4, se toma aire del medio ambiente, el cual se comprime hasta el *estado 2* según un proceso

adiabático, es decir, el sistema no gana ni pierde calor ($\Delta Q=0$). Enseguida el aire comprimido es introducido a una cámara de combustión, en donde se le agrega una cierta cantidad de combustible y es quemado. Al producirse la combustión se realiza la evolución del *estado 2* al *estado 3*, la cual es típicamente isobárica, es decir durante el ciclo el proceso es a presión constante, (o casi isobárica, pues se pierde un poco de presión por roce).

En el *estado 3* a la cámara de combustión entra tanto fluido como el que sale, por lo tanto la presión casi no varía. En la figura 1.4 se puede ver la que temperatura asociada al *estado 3*, la cual se denomina como T_3 , es una temperatura crítica, pues corresponde a la mayor temperatura en el ciclo, además también es la mayor presión, como se ve en la figura 1.3. Por lo tanto los elementos sometidos a T_3 serán los más solicitados.

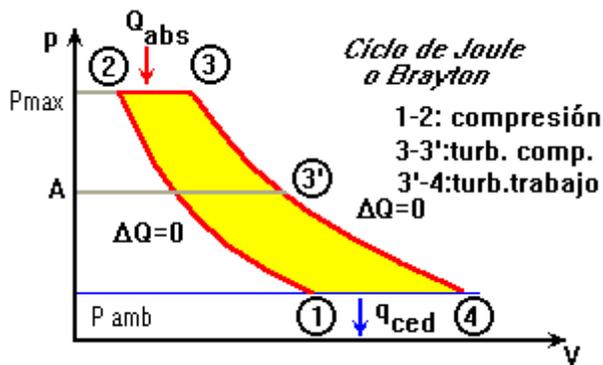


Figura 1.3.- Ciclo *Joule o Brayton*, diagrama p - V .

A continuación viene la expansión de los gases hasta la presión ambiente. Esta expansión la debemos dividir en dos fases, tal y como se puede observar en la figura 1.3 y figura 1.4., en la primera fase (la cual comprende del *estado 3* al *estado 3'*) el trabajo de expansión se recupera en una turbina que sirve para accionar el compresor, en la segunda fase (la cual comprende del *estado 3'* al *estado 4*) existen dos opciones:

Si entre el *estado 3'* y *4* se instala una turbina, el trabajo de expansión se convierte en trabajo mecánico. Se trata de un turbopropulsor o lo que comúnmente se llama turbina a gas.

Si entre el *estado 3'* y *4* se sigue con la expansión de los gases en una tobera, el trabajo de expansión se convierte en energía cinética en los gases. Esta energía cinética sirve para impulsar el motor. Se trata de un turboreactor o lo que comúnmente se llama un motor a reacción.

Mas adelante se explicara en un diagrama de bloques el caso en que una turbina sea utilizada como un turbopropulsor o de que sea utilizada como turboreactor, figura 1.5 y figura 1.6 respectivamente.

Finalmente los gases de combustión se evacuan a la atmósfera, se puede ver en la figura 1.3 y figura 1.4 en el *estado 4*. La evolución del *estado 4* al *estado 1* es virtual y corresponde al enfriamiento de los gases hasta la temperatura ambiente.

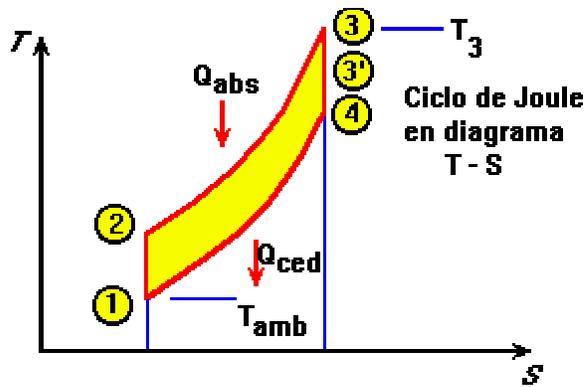


Figura 1.4.- Ciclo *Joule o Brayton*, diagrama *T-S*.

Si bien este ciclo se realiza normalmente como ciclo abierto, también es posible realizarlo como ciclo cerrado. Es decir tener un fluido de trabajo que siga las evoluciones del ciclo. Entre los *estados 2 y 3* se le aporta calor externo y entre los *estados 4 y 1* se le extrae, estos estados se pueden ver en la figura 1.3 y figura 1.4. También es posible realizarlo sin combustión interna, haciendo un aporte de calor entre los *estados 2 y 3*. Esto se ha hecho en algunos motores solares en que se opera según un ciclo Brayton.

Diagrama de Bloques.

A continuación veremos como se visualiza el ciclo de Joule en un diagrama de bloques, cuando se utiliza la turbina como turbopropulsor y como turboreactor.

Turbopropulsor.

Primero a través de un turbocompresor, como se ve en la figura 1.5, se toma aire del medio ambiente en el *estado 1* a una presión p_1 y t_1 y lo comprime a una presión p_2 pasando al *estado 2*. Este proceso se puede suponer adiabático. Idealmente es sin roce, pero en general es poli trópica con roce.

Luego el aire comprimido a p_2 pasa a la cámara de combustión. Allí se le agrega una cierta cantidad de combustible el que se quema. Al quemarse la mezcla, la temperatura de los gases sube hasta t_3 . La combustión es prácticamente isobárica pasando así del *estado 2* al *estado 3*.

A continuación los gases calientes y a alta presión se expanden en la turbina T_1 . Esta turbina acciona el turbocompresor por medio de un eje. La expansión en la turbina es hasta el *estado 3'*. La evolución del *estado 3 al 3'* es idealmente una expansión adiabática sin roce, pero en general es poli trópica con roce.

Luego los gases de escape se siguen expandiendo a través de una segunda turbina de potencia hasta alcanzar la presión ambiente, esta es la evolución del *estado 3'* al *estado 4*. Esta turbina de potencia entrega trabajo al exterior. Típicamente el trabajo se usa para accionar un generador o bien otro mecanismo (hélice en el caso de aviones con turbopropulsor o aspas en un helicóptero).

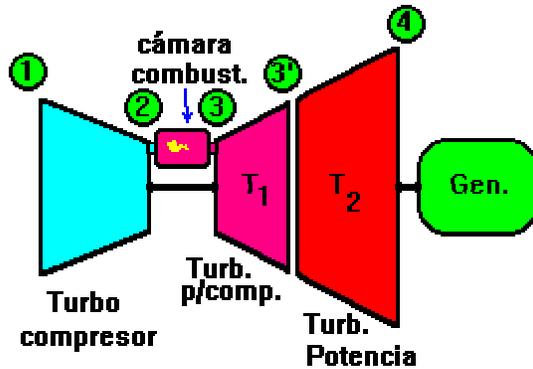


Figura 1.5.- Turbopropulsor.

Turboreactor.

Este caso es similar al anterior hasta el *estado 3'*. La diferencia estriba en que de aquí en adelante, la segunda turbina es reemplazada por una *tobera* tal como se muestra en la figura 1.6. El potencial de presión de los gases de escape en *3'* es convertido en energía cinética y los gases salen a C_4 .

Es decir el trabajo de expansión se convierte en energía cinética y los gases salen del motor a gran velocidad, produciendo un empuje por efecto del principio de acción y reacción.

Este caso representa un turboreactor de flujo simple, el cual se muestra en la figura 1.6. Esto quiere decir que *todo* el aire pasa por la cámara de combustión y turbina.

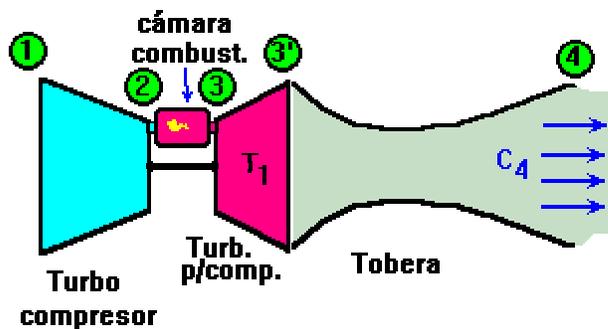


Figura 1.6.- Turborreactor.

Descripción del proceso de las centrales turbogas

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogas se logra aprovechando directamente, en los alabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. Los gases de la combustión, después de trabajar en la turbina, se descargan directamente a la atmósfera.

En la figura 1.7 se puede ver el esquema de una central turbogas.

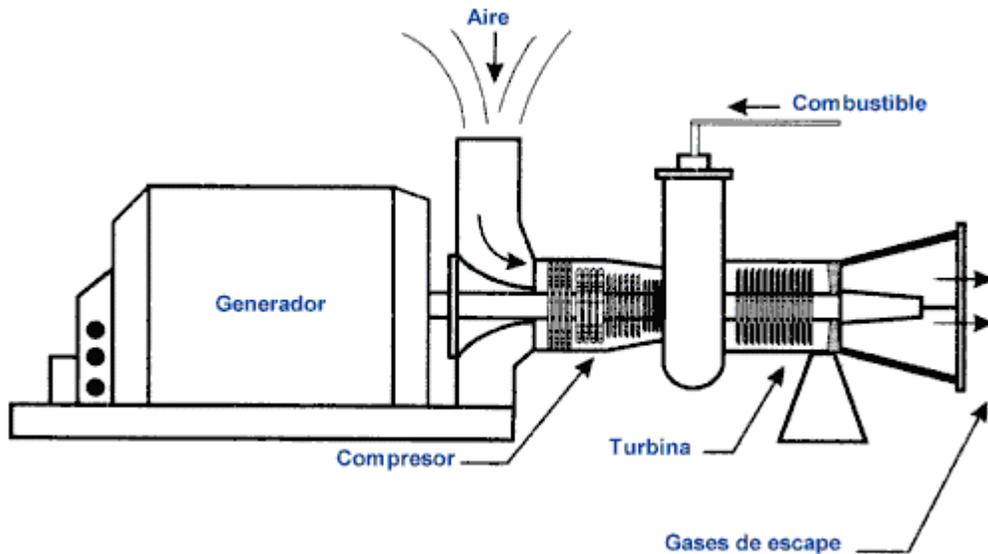


Figura 1.7.- Esquema de una central turbogas.

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel. Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir las variaciones de la demanda, hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.

1.3.- Plantas generadoras de Turbina de Vapor.

Las turbinas de vapor se emplean principalmente en las centrales eléctricas de generación de energía eléctrica, cuyos componentes principales son:

Caldera: su función es la de generar el vapor necesario para el funcionamiento de la turbina.

Turbina: es la encargada de utilizar la energía del vapor de la caldera y transformarla en trabajo útil para mover un generador eléctrico.

Condensador: se emplea para condensar el vapor que sale de la turbina.

Bomba: usada para alimentar la caldera con el agua que proviene del condensador.

Estas componentes se pueden ver en la figura 1.8.

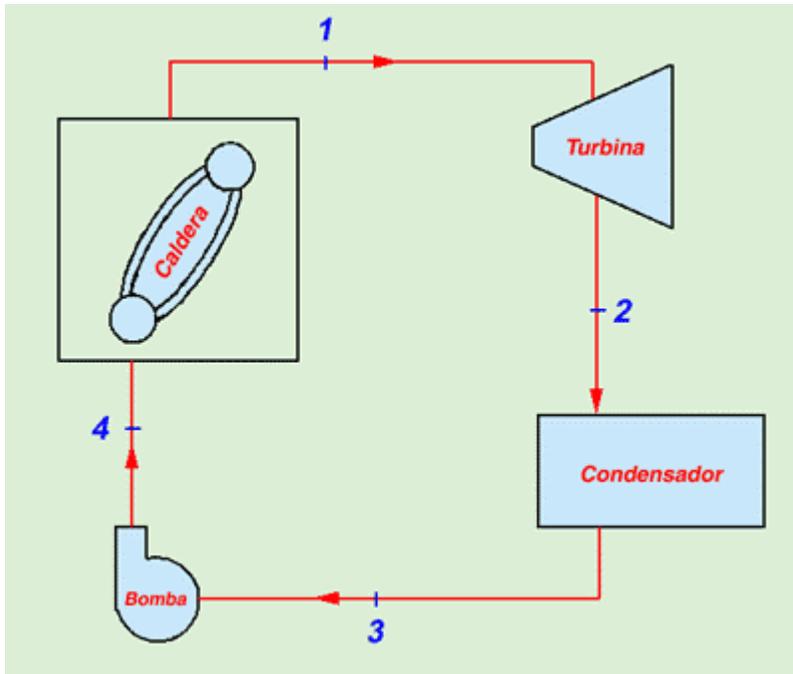


Figura 1.8.- Componentes básicos de una central termoeléctrica

En termodinámica se conoce como ciclo Rankine ideal, el empleado en las centrales termoeléctricas, el cual se describe brevemente a continuación:

El vapor que sale de la caldera (*estado 1*), ver figura 1.8 y figura 1.9 para seguir este proceso, es recalentado, a una presión relativamente alta, éste es conducido a través de una tubería hasta la turbina donde recibe el vapor y produce una expansión isentrópica, permitiendo de esta forma mover su rotor y así producir el trabajo necesario para mover el generador, el vapor sale de la turbina (*estado 2*), generalmente vapor húmeda a presión baja; pasa el condensador donde se transforma en líquido saturado (*estado 3*), en un proceso de extracción de calor que se realiza a presión constante; allí el agua es tomada por la bomba y con un trabajo de bombeo se aumenta la presión, en un proceso de compresión isentrópica hasta el estado líquido subenfriado (*estado 4*), donde se alcanza la presión de trabajo de la caldera; en esta se adiciona calor transformando el líquido en vapor recalentado a través de un proceso a presión constante, obteniéndose nuevamente el vapor necesario para alimentar la turbina (*estado 1*).

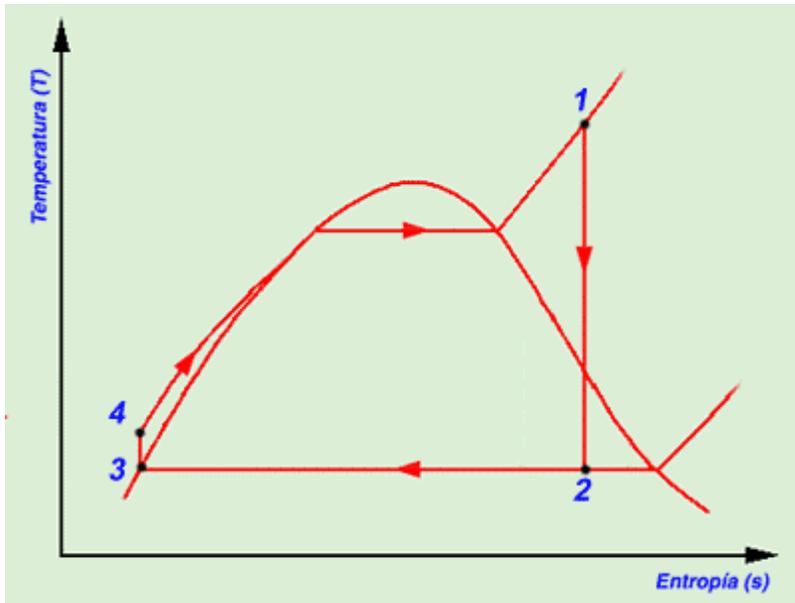


Figura 1.9.- Ciclo Rankine en el diagrama Temperatura-Entropía

En algunos ciclos se acostumbra extraer vapor de la turbina en partes intermedias, para recalentarlo y volverle a permitir que se expanda hasta la presión final, éste proceso se llama ciclo Rankine con recalentamiento, el cual permite obtener un mayor trabajo de la turbina.

Descripción del proceso de las centrales termoeléctricas tipo vapor

Una central termoeléctrica de tipo vapor es una instalación industrial en la que la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, este se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador, para producir energía eléctrica.



Figura 1.10.- Secuencia de transformaciones de energía.

Centrales termoeléctrica tipo vapor

Estas centrales utilizan el poder calorífico de combustibles derivados del petróleo (combustóleo, diesel y gas natural) y materiales fisionables, para calentar agua y producir vapor con temperaturas del orden de los 520 °C y presiones entre 120 y 170 kg/cm², para impulsar las turbinas que giran a 3600 r.p.m.

En la figura 1.11 se puede observar el esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.

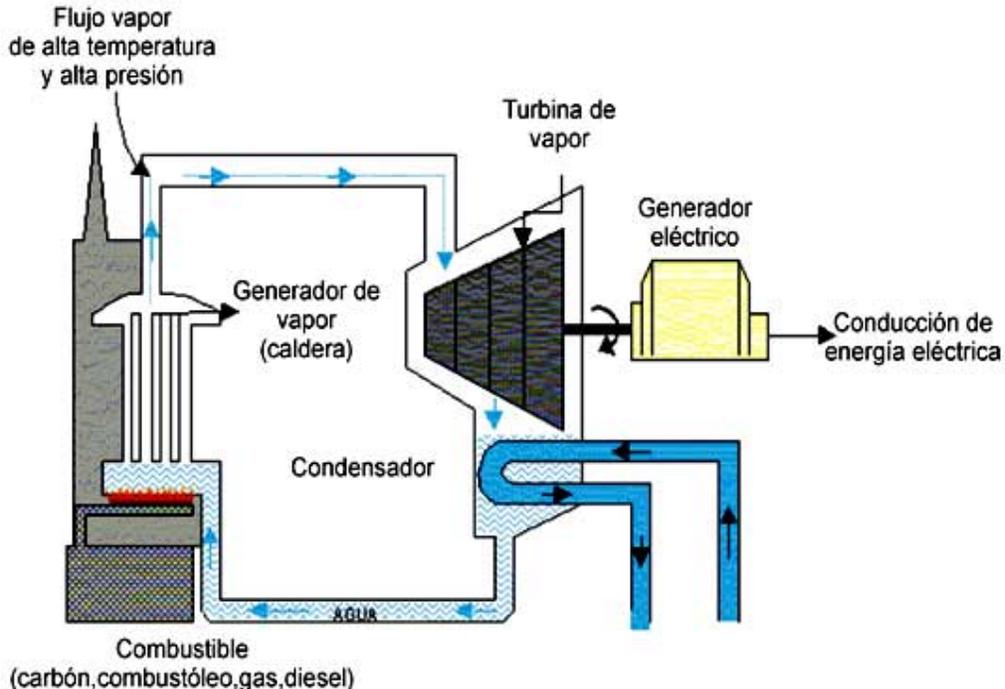


Figura 1.11.- Esquema de una central termoeléctrica tipo vapor.

1.3.1.- Central Nucleoeléctrica.

Estas centrales tienen cierta semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores, pero en lugar de emplear combustibles fósiles para producirlo, aprovechan el calor que se obtiene al fisiónar átomos de los isótopos Uranio 235 y Plutonio 239 en dispositivos denominados reactores.

1.3.1.1.- Combustible.

Aún cuando dentro de los reactores no se efectúa ninguna combustión en el sentido real de la palabra, se denomina combustible por analogía al material cuyos núcleos se fisiónan al bombardearse con una fuente de neutrones para obtener calor. En un reactor puede emplearse como combustible uranio natural, en el cual el isótopo uranio 238 representa el 99.3% y el isótopo uranio 235 tan sólo el 0.7 %, o bien uranio enriquecido en el que la proporción de uranio 235 aumenta aproximadamente hasta 3%.

Existen otros materiales fisiónables que pueden usarse como combustible. Estos son el plutonio 239 y el uranio 233 que se producen artificialmente a partir de uranio 238 y del torio 232, respectivamente.

1.3.1.2.- Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Laguna Verde se encuentra localizada sobre la costa del Golfo de México, en el municipio de Alto Lucero, estado de Veracruz. Está integrada por dos unidades, cada una con una capacidad de 682.44 MWe (Mega Watts eléctricos); los reactores son tipo Agua Hirviendo (BWR-5) y la contención tipo Mark II de ciclo directo.

Localización	Laguna Verde; 70 km al NNO de la ciudad de Veracruz.
Número de unidades	Dos
Proveedor de los sistemas nucleares de suministro de vapor	General Electric
Tipo de reactor	BWR/5 (reactor de agua ligera en ebullición).
Potencia térmica por reactor	2,021 MWt
Carga inicial de combustible por reactor	444 ensambles; 92 toneladas de combustible (UO ₂) al 1.87% U235 en promedio
Recarga anual de combustible por reactor	96 ensambles al 2.71% de U235
Proveedor de los turbogeneradores	Mitsubishi Corporation
Potencia eléctrica bruta por unidad	682.44 MWe
Potencia eléctrica neta por unidad	655.14 MWe
Energía anual generada por unidad	4,782 GWh, al 80% de factor de capacidad
Ahorro anual en combustóleo por unidad	1 millón 96 mil metros cúbicos (6 millones 895 mil barriles).
Líneas de transmisión	Tres de 400 KV a Tecali, Puebla y Poza Rica; Dos de 230 KV a la ciudad de Veracruz

En cuanto a la seguridad en la operación de la central, en más de 400 unidades núcleo eléctricas que actualmente operan en el mundo se ha demostrado que el riesgo es inferior al de cualquier planta industrial que utilice calor para trabajar, ya que desde el diseño, construcción y operación de una núcleo eléctrica el énfasis fundamental está precisamente en garantizar la seguridad. En el caso de México, Laguna Verde cumple con las más estrictas normas; su operación la vigilan los diversos organismos reguladores nacionales e internacionales responsables de la correcta aplicación de la energía nuclear para el progreso.

1.4.- Plantas Generadoras de Ciclo Combinado.

1.4.1.- Descripción del proceso de las centrales de Ciclo Combinado.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional.

La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica, un esquema de este tipo de centrales aparece a continuación.

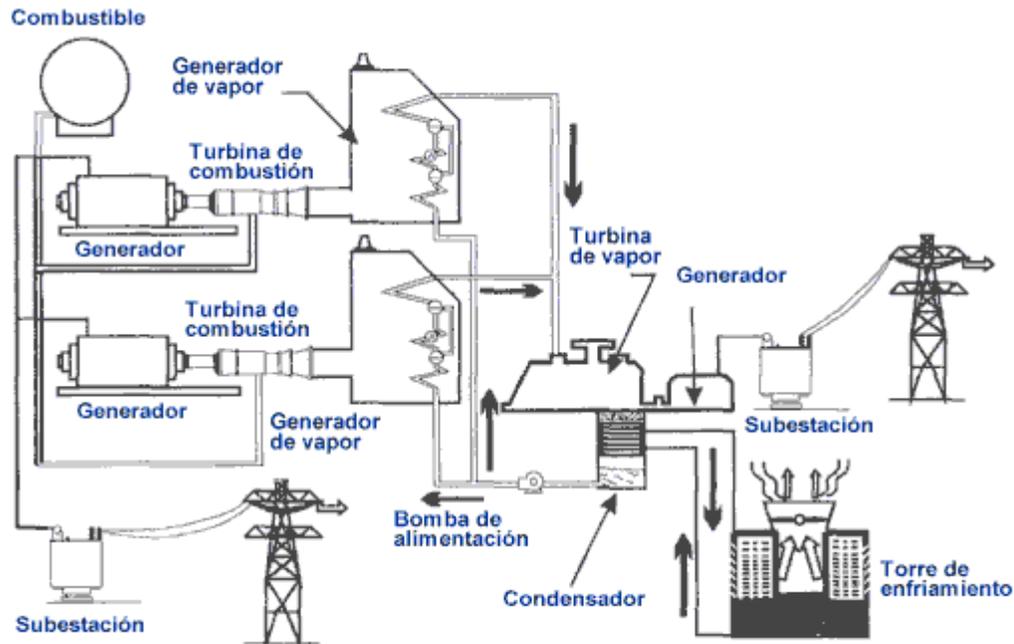


Figura 1.12.- Esquema de una central de ciclo combinado.

El paquete o arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogas por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres variantes:

- Sin quemado adicional de combustible.
- Con quemado adicional de combustible para control de la temperatura.
- Con quemado adicional de combustible para aumentar la temperatura y presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogas, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

En la fotografía 1 se puede observar la casa de máquinas del generador de vapor y los enfriadores en la planta El Sauz que es de Ciclo Combinado.



Fotografía 1.

1.5.-Conversión de la Planta Generadora El Sauz de Turbina de Gas (TG) a Ciclo Combinado (CC).

El proyecto consiste en integrar a ciclo combinado dos unidades turbogas existentes, aprovechando los gases de escape para producir vapor en dos recuperadores de calor (HRSG), para producir el vapor necesario para accionar la turbina de vapor.

La Comisión Federal de electricidad requería que la Capacidad Neta Garantizada del Ciclo de Vapor sea como mínimo $139 \pm 10\%$ MW a condiciones de sitio y temperatura de bulbo seco media anual.

Los turbogeneradores de gas existentes son modelo 501F de Siemens-Westinghouse y se denominan como Unidad 5 y Unidad 6. El fabricante garantiza en la Unidad 6 una capacidad neta en sitio a condiciones media anual de 129.73 KW y en pruebas alcanzó la unidad 6 los 132.75 KW. La unidad 5 trabaja a una capacidad de 123 KW.

Los turbogeneradores existentes se encuentran instalados dentro del predio de la Central Ciclo Combinado El Sauz y los equipos nuevos se instalarán en un predio adyacente por el lado oeste. La Central está localizada en el poblado de El Sauz, Municipio de Pedro Escobedo, Estado de Querétaro, en el kilómetro 176 de la Autopista México Querétaro y a 36 KM al sureste de la Cd. De Querétaro, a una altitud de 1922 m sobre el nivel del mar.

1.6.-Características de la Planta Generadora El Sauz de Ciclo Combinado.

El sistema al cual nos interesa es el de generación principal, el cual cuenta con las siguientes componentes:

Generador principal

Sistema de excitación

Bus de fase aislada

Interruptor del generador, transformadores de instrumento y equipo de protección contra sobretensiones transitorias

Transformador principal, con apartarrayos en cada terminal de alta tensión

Cable subterráneo de 230 Kv

Protecciones

Esquema de control automático de generación

Equipo de medición de energía eléctrica y su equipo primario
 Registrador de disturbios
 Equipos de monitoreo en línea, durante operación
 Sistema de prevención de explosión y extinción de incendio para el transformador principal.
 Sistema de extinción de incendio a base de CO₂ para el generador enfriado por aire.

En la fotografía 2 se observan las chimeneas de los generadores de Turbina de gas en El Sauz.



Fotografía 2.

1.6.1.- Datos de placa del Generador impulsado por Turbina de vapor.

El fabricante garantiza en esta la unidad 7 una capacidad de 136.9 KW y en pruebas alcanzó 140.2 KW. En la fotografía 3 tenemos el turbogenerador de vapor instalado en la planta El Sauz.

GENERADOR MARCA SIEMENS.

Generador	12006927	2002
TLR1 100/30-36	605	DERECHO
3 ~ Y Y	u1v1w1	
13,800 V ± 5%	6924 A	S1
165,500 KVA	Cos φ=0.90	IEC 34
Excitación externa	285 V	1130 A
Clase de aislamiento F	IM7215	IP55

Refrigeración por aire	Aire de entrada 30 ° C
Peso de transporte del estator con marco de base.	110.6 Mg
Peso de transporte del Rotor	30.0 Mg
Bus de fase aislada	
Recuperador de vapor	

En la fotografía 4 tenemos el recuperador de vapor instalado en la planta El Sauz.



Fotografía 3.



Fotografía 4.

En la figura 1.13 podemos observar el diagrama unifilar general de la planta generadora de electricidad de CC El “Sauz”.

Capítulo 2.- Control de Generación.

Objetivo.

Este capítulo trata principalmente de establecer métodos para un óptimo manejo y utilización de unidades generadoras, para ello nos proponemos presentar los modelos matemáticos y de control de las partes que componen el sistema de potencia.

Esto nos servirá para entender la filosofía de diseño y operación del CAG y DAG de la planta generadora El Sauz.

2.1.- ¿Para qué el Control de Generación?

Verdaderamente, el primer problema que se enfrentó en el diseño de los primeros sistemas eléctricos de potencia fue el control de las unidades generadoras; ya que la carga a la que generalmente se le está suministrando energía esta compuesta de distintos dispositivos que constantemente varían su valor.

Es importante recalcar que la utilización de una unidad generadora no nos será de utilidad si no se tiene un método de control adecuado para dicha o dichas unidades.

Los métodos desarrollados para el control individual de los generadores y eventualmente el control de las grandes interconexiones de sistemas eléctricos de potencia, desempeñan un papel vital en los centros de control de energía modernos, como es el caso del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

2.2.- Perspectiva del problema de Control de Generación.

Consideremos un generador impulsado por una turbina de vapor que se representa como una gran masa rotatoria con dos momentos de torsión (torques) que actúan opuestos entre sí en la rotación de esta gran masa.

Cómo se muestra en la figura 2.1, T_{mec} es el momento de torsión mecánico que actúa incrementando la velocidad de rotación y T_{elec} es el momento de torsión eléctrico que actúa disminuyendo la velocidad de rotación. Cuando T_{mec} y T_{elec} son iguales en magnitud la velocidad angular ω , será constante, pero cuando se incrementa la carga eléctrica, es decir que T_{elec} sea más grande que T_{mec} todo el sistema rotatoria comenzará a disminuir su velocidad angular. Debido a que esto resultaría perjudicial pues provocará que el equipo disminuya su velocidad rápidamente, algo debe hacerse para incrementar el momento de torsión mecánico T_{mec} y restaurar así el equilibrio, esto es, regresar la velocidad angular a un valor aceptable e igualar los momentos de torsión para mantener de nuevo la velocidad angular constante.

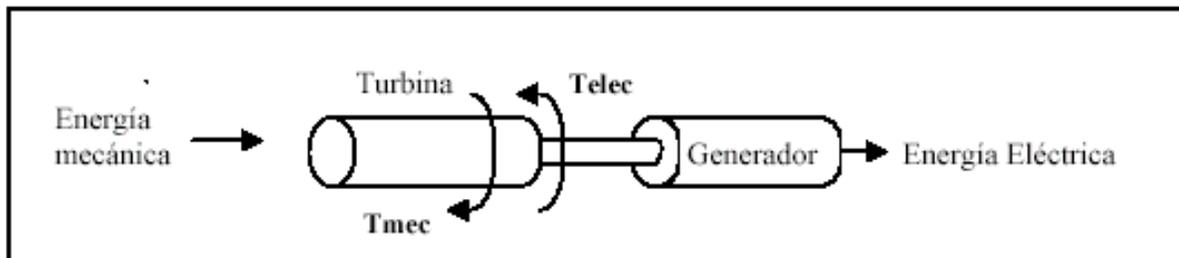


Figura 2.1.- Momentos de torsión eléctrico y mecánico en una unidad generadora.

Todo este proceso debe ser repetido constantemente ya que en un sistema de potencia la carga cambia constantemente. Además, como en un sistema de potencia existen varios generadores suministrando potencia al sistema de transmisión, se deberán tomar algunas medidas para distribuir la carga y los cambios de esta a los generadores.

Para llevar a cabo esto una serie de sistemas de control serán conectados a las unidades generadoras. Así un gobernador en cada unidad mantiene sus velocidades mientras que un control complementario, que usualmente es manejado desde un centro de control remoto actúa distribuyendo la generación. Es decir actúa distribuyendo la carga y cambios de carga entre los generadores en operación.

Esto será de esta manera una de las funciones principales del CENACE.

La figura 2.2 muestra una perspectiva del problema de control de generación.

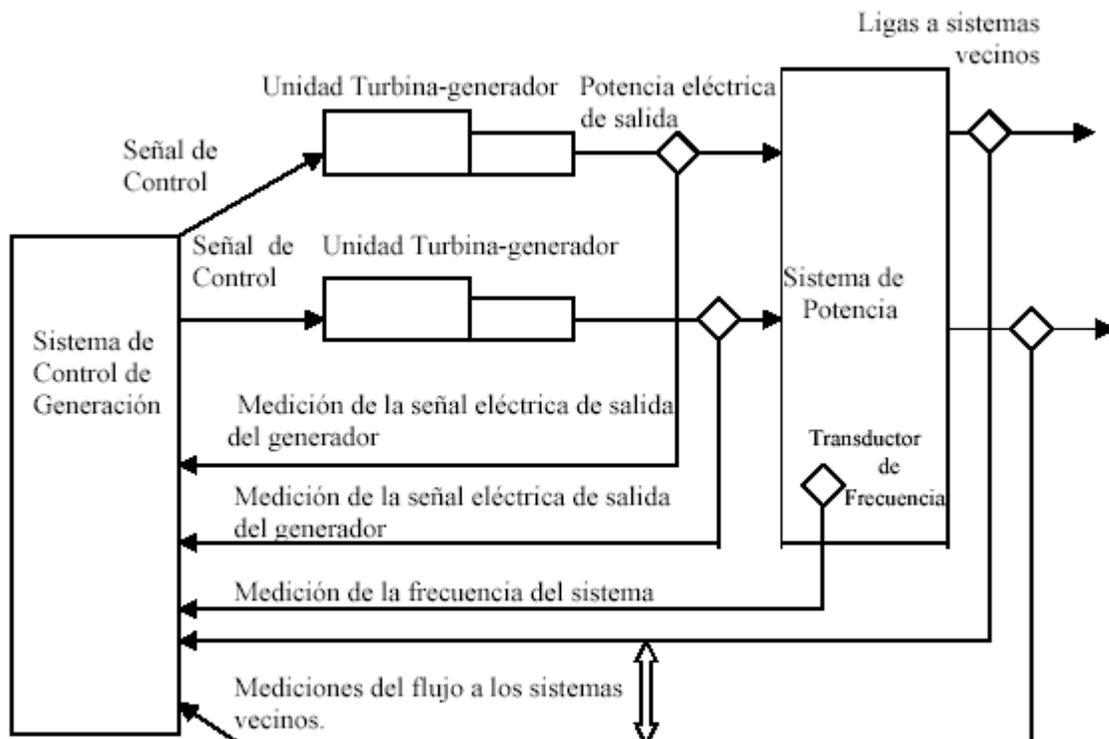


Figura 2.2.- Perspectiva del problema del control de generación.

2.3.- Modelos del sistema.

2.3.1.- Modelo del Generador.

Antes de empezar, nos será útil definir algunos términos como son:

ω = velocidad angular [rad/seg]

α = aceleración angular [rad/seg²]

δ = ángulo de fase de una maquina rotatoria.

T_{net} = Momento de torsión total de la maquina

T_{mec} = Momento de torsión mecánico ejercido sobre la máquina debido a la turbina.

T_{elec} = Momento de torsión eléctrico ejercido sobre la máquina debido al generador.

P_{net} = Potencia de aceleración total.

P_{mec} = Potencia mecánica de entrada.

P_{elec} = Potencia eléctrica de salida.

I = Momento de inercia para la máquina.

M = Momento angular para la máquina.

Donde todas las cantidades excepto ángulo de fase, deberán estar en por unidad sobre las bases de la máquina, o en el caso de la velocidad angular ω , estará sobre la base de frecuencia del sistema estándar. De este modo por ejemplo, M está en Potencia P.U/ frecuencia/seg P.U.

En el siguiente desarrollo, nos interesará las desviaciones de las cantidades sobre los valores de estado fijos (steady-state values). Todos los valores de estado fijo o valores nominales tendrán un subíndice "0" (cero), como por ejemplo ω_0 , T_{net0} y todas las desviaciones o incrementos de los valores nominales estarán designadas con una " Δ ", como por ejemplo: $\Delta\omega$, ΔT_{net} , etc.

Las relaciones básicas serán:

$$I\alpha = T_{net} \quad (2.1)$$

$$M = \omega I \quad (2.2)$$

$$P_{net} = \omega T_{net} = \omega(I\alpha) = M\alpha \quad (2.3)$$

Para empezar, fijaremos nuestra atención en una máquina rotatoria sencilla. Suponemos que la máquina tiene una velocidad angular ω_0 y un ángulo de fase δ_0 . Debido a perturbaciones eléctricas y mecánicas la máquina estará sujeta a diferencias en los momentos de torsión mecánicos y eléctricos, lo que provocará una aceleración o desaceleración de la misma. Nosotros estaremos principalmente interesados en la variación o incremento de la velocidad $\Delta\omega$, y en el incremento del ángulo de fase, $\Delta\delta$, con respecto a los valores nominales.

El incremento del ángulo de fase, $\Delta\delta$, es igual a un ángulo o diferencia de ángulos comprendida entre el ángulo de fase de una máquina sujeta a una aceleración α y un ángulo

de una línea de referencia (ángulo de fase δ) en el momento exacto en que la velocidad angular es ω_0 . Ahora, si la velocidad de la máquina bajo aceleración es:

$$\omega = \omega_0 + \alpha t \quad (2.4)$$

Entonces :

$$\Delta\delta = \int (\omega_0 + \alpha t) dt - \int \omega_0 dt$$

↗
↖

Angulo de fase absoluto de la máquina Angulo de fase de la línea de referencia

$$\Delta\delta = \omega_0 t + \frac{1}{2} \alpha t^2 - \omega_0 t$$

$$= \frac{1}{2} \alpha t^2 \quad (2.5)$$

El incremento de la velocidad angular nominal, $\Delta\omega$, puede ser expresada como:

$$\Delta\omega = \alpha t = \frac{d}{dt}(\Delta\delta) \quad (2.6)$$

La relación entre el incremento del ángulo de fase, el incremento de velocidad y el momento de torsión total es:

$$T_{net} = I\alpha = I \frac{d}{dt}(\Delta\omega) = I \frac{d^2}{dt^2}(\Delta\delta) \quad (2.7)$$

Lo siguiente que haremos será relacionar los incrementos de potencia mecánica y eléctrica con los incrementos de la velocidad angular y los momentos de torsión mecánicos. La relación entre la potencia total y las potencias eléctricas y mecánicas es:

$$P_{net} = P_{mec} - P_{elec} \quad (2.8)$$

Que se representa como la suma del valor de estado fijo y su incremento:

$$P_{net} = P_{neto} + \Delta P_{net} \quad (2.9)$$

Donde:

$$P_{neto} = P_{meco} - P_{eleco}$$

$$\Delta P_{net} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{elec}$$

Entonces:

$$P_{net} = (P_{mec0} - P_{elec0}) + (\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec}) \quad (2.10)$$

De manera similar para los momentos de torsión :

$$T_{net} = T_{mec} - T_{elec}$$

$$T_{net} = (T_{mec0} - T_{elec0}) + (\Delta T_{mec} - \Delta T_{elec}) \quad (2.11)$$

Y usando la ecuación 2.3 podemos ver que:

$$P_{net} = P_{net0} + \Delta P_{net} = (\omega_0 + \Delta\omega)(T_{net0} + \Delta T_{net}) \quad (2.12)$$

Substituyendo las ecuaciones 2.10 y 2.11 obtenemos:

$$(P_{mec0} - P_{elec0}) + (\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec}) = (\omega_0 + \Delta\omega)[(T_{mec0} - T_{elec0}) + (\Delta T_{mec} - \Delta T_{elec})] \quad (2.13)$$

Supongamos ahora que los valores de estado fijo pueden eliminarse si:

$$P_{mec0} = P_{elec0} \quad \text{y} \quad T_{mec0} = T_{elec0}$$

Y además suponemos que los términos de segundo orden que involucran productos de $\Delta\omega$ con ΔT_{mec} y ΔT_{elec} pueden despreciarse, entonces tenemos que:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = \omega_0(\Delta T_{mec} - \Delta T_{elec}) \quad (2.14)$$

Como se muestra en la ecuación 2.7 el momento de torsión total se relaciona con el cambio de velocidad de la manera siguiente:

$$(T_{mec0} - T_{elec0}) + (\Delta T_{mec} - \Delta T_{elec}) = I \frac{d\Delta\omega}{dt} \quad (2.15)$$

además debido a que $T_{mec0} = T_{elec0}$, podemos combinar las ecuaciones 2.14 y 2.5 para obtener:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = \omega_0 I \frac{d}{dt} \Delta\omega$$

$$= M \frac{d}{dt}(\Delta\omega) \quad (2.16)$$

Esto se puede expresar con la notación del operador transformada de Laplace como:

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = Ms\Delta\omega \quad (2.17)$$

Esto se puede observar en el diagrama de bloques de la figura 2.3

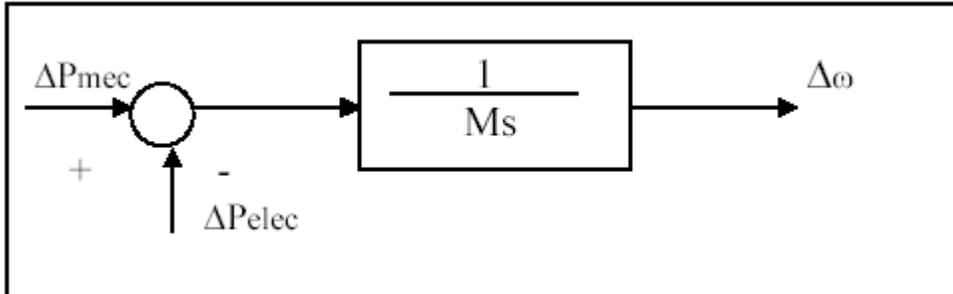


Figura 2.3.- Relación entre potencia mecánica y potencia eléctrica con el cambio de velocidad.

Las unidades de M están en Watts por radian por segundo cada segundo. Nosotros siempre usaremos la potencia por unidad sobre velocidad por segundo en por unidad en donde por unidad se refiere al rango de la máquina como la base (ver ejemplo 2A).

2.3.2.- Modelo de la Carga.

Las cargas en un sistema de potencia consisten en una variedad de dispositivos eléctricos. Algunos de estos dispositivos son puramente resistivos, algunas otras cargas son motores con características variables de potencia y frecuencia y otras cargas exhiben características completamente diferentes. Puesto que las cargas con motores son la parte predominante en la carga eléctrica, necesitamos un modelo que represente el cambio de frecuencia en la red de carga movida por el sistema.

La relación entre el cambio en la carga debido al cambio en la frecuencia está dado por:

$$\Delta P_{L(frec)} = D\Delta\omega \quad \text{o} \quad D = \frac{\Delta P_{L(frec)}}{\Delta\omega}$$

donde D está expresado como un cambio porcentual en la carga dividido por un cambio porcentual en frecuencia. Por ejemplo si la carga cambia en 1.5 % por un 1% en cambio en frecuencia entonces D sería igual a 1.5 . De cualquier manera el valor D usado para resolver la respuesta dinámica del sistema debe de ser cambiado si los MVA de la base del sistema es diferente del valor nominal de carga.

Supongamos que D referido a esto fuera para una carga total conectada de 1200 MVA y el problema dinámico entero fue establecido con la base 1000 MVA.

Note que $D = 1.5$ y nos dice que la carga cambiará 1.5 p.u. por cada 1 p.u. cambio de frecuencia. Esto es, la carga cambiará con $1.5 * 1200$ MVA o bien 1800 MVA por cada 1

p.u. cambio en frecuencia. Y cuando lo expresamos sobre la base de 1000MVA, D llega a ser:

$$D_{Base1000MVA} = 1.5 \times \left(\frac{1200}{1000} \right) = 1.8$$

El cambio total en Pelec en la figura 2.3 ecuación 2.15 es:

$$\Delta P_{elec} = \Delta P_L + D\Delta\omega \quad (2.18)$$

ΔP_L → Cambio de carga
 no sensible a frecuencia

$D\Delta\omega$ → Cambio de carga sensible-frecuencia
 sensible a frecuencia

Incluyendo esto en el diagrama de bloques resulta un nuevo diagrama de bloques de la figura 2.4

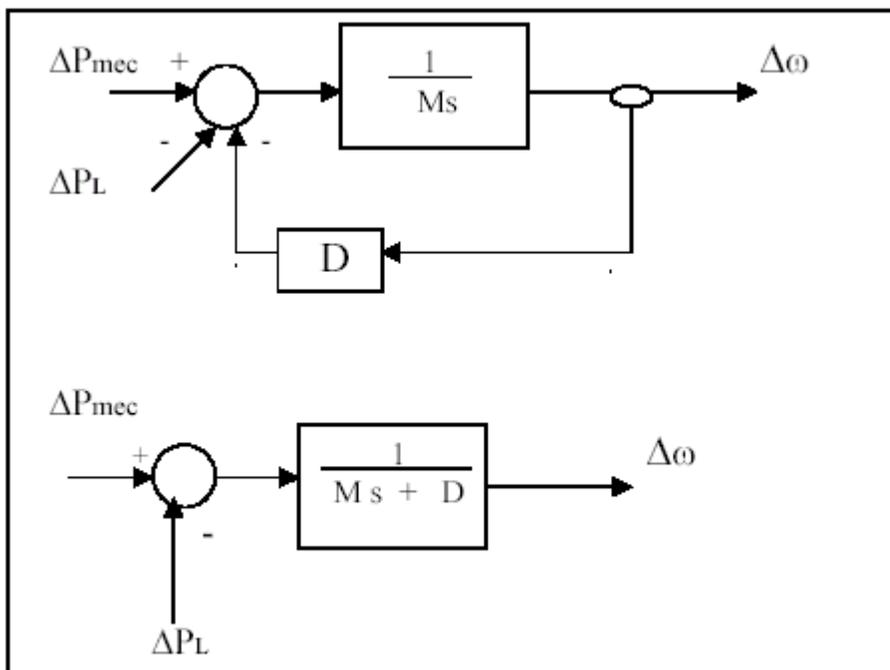


Figura 2.4.- Diagrama de Bloques de la masa rodante y la carga visto desde la salida del primotor

Ejemplo 2A.

Se nos ha dado un sistema de potencia aislado con una unidad generadora de 600 MVA y una M de 7.6 MW p.u. / frecuencia/seg p.u. sobre la base de la máquina. La unidad está suministrando a una carga de 400 MVA. La carga cambia un 2% por cada 1% que cambia la frecuencia. Primero nosotros debemos establecer el diagrama de bloques del sistema generador-carga equivalente.

Todo deberá estar referido a la base de 1000 MVA

$$M = 7.6 \left(\frac{600}{1000} \right) = 4.56 \quad \text{sobre la base de 1000 MVA}$$

$$D = 2 \left(\frac{400}{1000} \right) = 0.8 \quad \text{sobre la base de 1000 MVA}$$

Entonces el diagrama de bloques queda como la figura 2.5

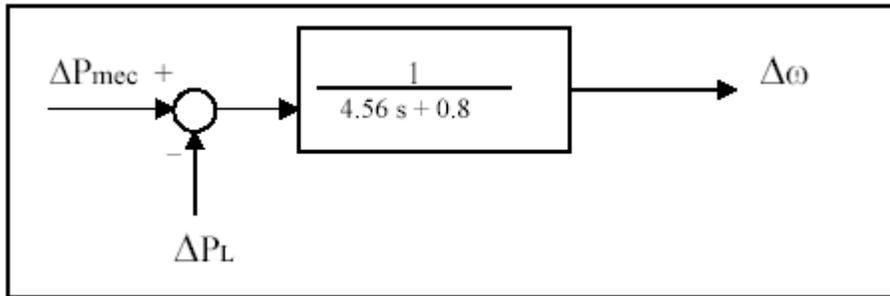


Figura 2.5.- Diagrama de bloques del sistema en el ejemplo 2A.

Supongamos que de repente la carga se incrementa con 10 MVAs (o 0.01 p.u.) que es:

$$\Delta PL(s) = \frac{0.01}{s}$$

Entonces:

$$\Delta \omega(s) = \frac{0.01}{s} \left(\frac{1}{4.56s + 0.8} \right)$$

o tomando la transformada de Laplace inversa:

$$\begin{aligned} \Delta \omega(t) &= \left(\frac{0.01}{0.8} \right) e^{-0.8/4.56t} - \left(\frac{0.01}{0.8} \right) \\ &= 0.0125 e^{-0.1754t} - 0.0125 \end{aligned}$$

El valor final de $\Delta \omega$ es -0.0125 p.u., que representa una caída de 0.75 Hz sobre un sistema de 60 Hz.

Cuando 2 o más generadores están conectados a una red de transmisión debemos tomar en cuenta la diferencia del ángulo de fase a lo largo de la red para el análisis de cambio de frecuencia.

De cualquier modo, por causa del análisis de control, en el que estamos interesados en esta parte, podemos asumir que la frecuencia será constante sobre estas partes de la red que están firmemente interconectadas.

Cuando hacemos una suposición de esta estructura, nosotros podemos representar juntos a la masa rodante de los generadores de turbina en un equivalente que es manejado como la suma de las salidas individuales de la turbina mecánica.

Esto se ilustra en la figura 2.6 donde todos los generadores de turbina están representados juntos en una sola masa rodante equivalente, M_{equiv} . Similarmente todas las cargas individuales del sistema son representadas juntas en una carga equivalente con coeficiente regulador, D_{equiv} .

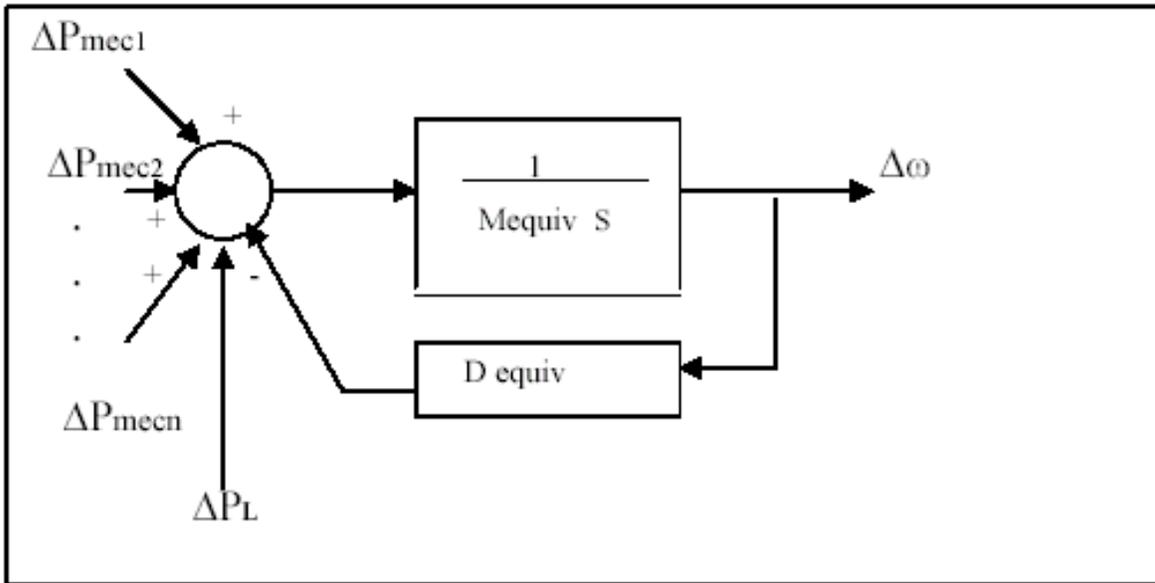


Figura 2.6.- Sistema equivalente de multigeneradores-turbina.

2.3.3.- Modelo del Primotor.

El primotor que impulsa una unidad generadora puede ser una turbina de vapor o una turbina de agua. Los modelos para el primotor deben tomar en cuenta el suministro de vapor y las características del sistema de control de la caldera en el caso de la turbina de vapor o las características del vaso de almacenamiento en una turbina de agua. En todo el resto de este capítulo, sólo será usado el modelo más sencillo del primotor, la turbina no recalentada.

El modelo para una turbina no recalentada mostrado en la figura 2.7, muestra desde la posición de la válvula que controla la emisión de vapor dentro de la turbina hasta la potencia de salida de la turbina, donde:

T_{CH} = “Tiempo de carga” tiempo constante.

ΔP_{VALVE} = Cambio de la posición de la válvula de la nominal en por unidad.

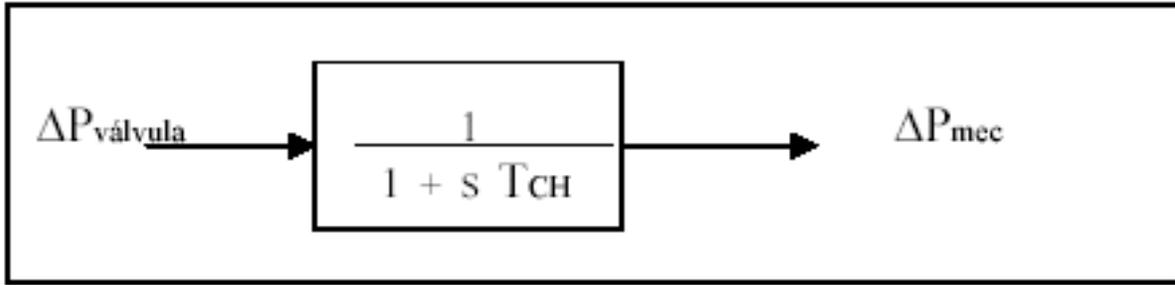


Figura 2.7.- Modelo del primotor.

El modelo combinado del primotor-generador-carga para una sola unidad generadora puede ser construido combinando las figuras 2.4 y 2.7, como se muestra en la figura 2.8

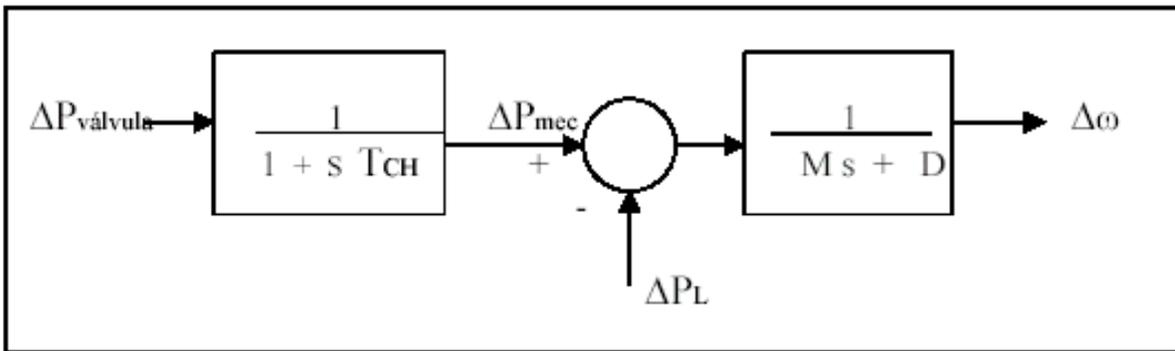


Figura 2.8.- Modelo del primotor-generador-carga.

2.3.4.- Modelo del Gobernador.

Supongamos que una unidad generadora está siendo operada con una potencia mecánica de salida fija desde la turbina.

El resultado de cualquier cambio de carga sería un cambio en la velocidad suficiente para causar un cambio en la frecuencia de manera exacta para compensar este cambio de carga (como se vio en el ejemplo 2A), ya que esta frecuencia es sensible a los cambios en la carga.

Esta condición permitiría a la frecuencia del sistema desviarse fuera de los límites aceptables. Esto es superado agregando un mecanismo gobernador que cense la velocidad de la máquina y ajuste la válvula de entrada para cambiar la potencia mecánica de salida y permita compensar los cambios de carga y restablecer la frecuencia a su valor nominal.

Los primeros mecanismos de este tipo utilizaban “flyballs” rotatorios para censar velocidad para proveer impulso o movimiento mecánico en respuesta a los cambios de carga.

Los gobernadores modernos utilizan medios electrónicos para censar cambios de velocidad e incluso combinaciones de medios mecánicos, hidráulicos y electrónicos para accionar los cambios de posición requeridos en la válvula. El gobernador más simple que existe, denominado gobernador isócrono, ajusta la válvula de entrada a un punto que brinda el regreso de frecuencia al valor nominal. Si nosotros simplemente conectamos la salida del mecanismo sensor de velocidad por medio de una línea directa, nunca nos brindaría el valor nominal de frecuencia. Para forzar el error de frecuencia a cero, algo nos debe proporcionar lo que los ingenieros llaman acción de “reset” (o acción de reestablecimiento). La acción de “reset” es cumplida integrando el error de frecuencia (o el de velocidad), que es la diferencia entre la velocidad actual y la velocidad deseada o velocidad nominal.

Ilustraremos un mecanismo gobernador de velocidad semejante al descrito con el diagrama mostrado en la figura 2.9.

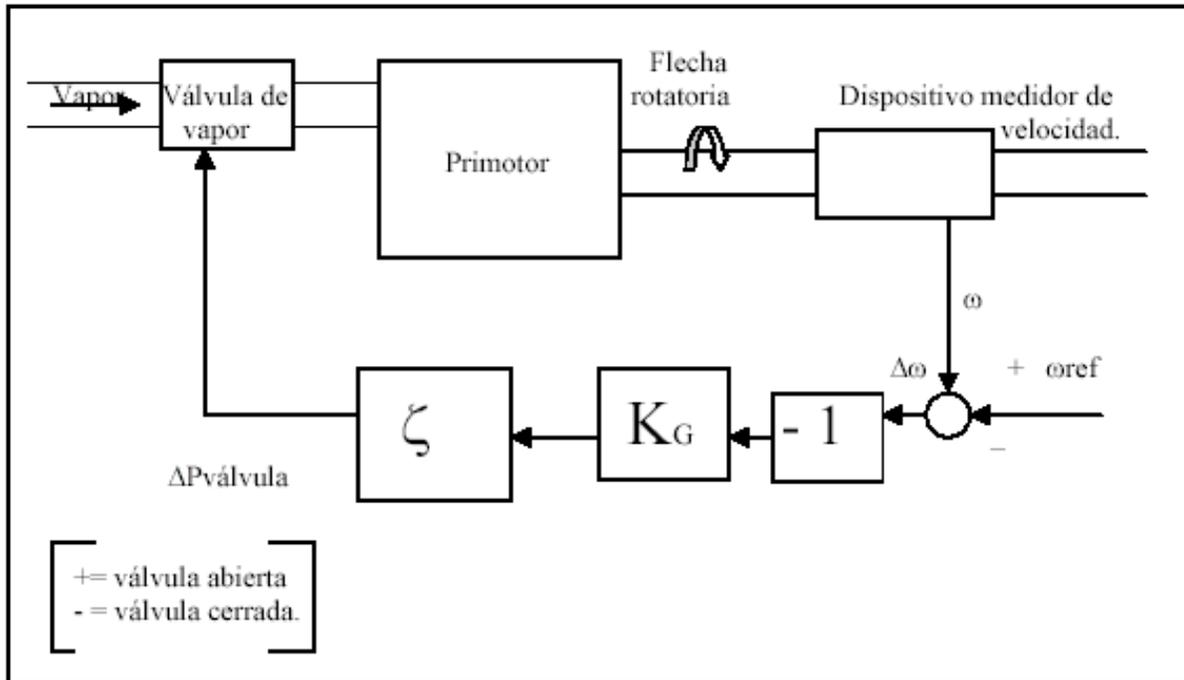


Figura 2.9.- Gobernador isócrono.

La salida del dispositivo medidor de velocidad, ω , es comparada con la velocidad de referencia ω_{ref} , para producir una señal de error, $\Delta\omega$. El error manejado en forma negativa y amplificado en un bloque cuya ganancia es K_G , para posteriormente ser integrado y producir una señal de control $\Delta P_{válvula}$, que causa la apertura de la válvula principal de suministro de vapor, es decir una $\Delta P_{válvula}$ positiva cuando $\Delta\omega$ es negativo. Si por ejemplo, la máquina está corriendo a la velocidad de referencia y se incrementa la carga eléctrica, ω caerá por debajo de ω_{ref} y $\Delta\omega$ será negativo. Así el bloque de ganancia y el integrador abrirán la válvula de vapor provocando que la turbina incremente su salida mecánica, por medio de esto se incrementa la salida eléctrica del generador y se incrementa la velocidad ω .

Cuando ω se iguala exactamente a ω_{ref} , la válvula de vapor permanece en la nueva posición (ampliamente abierta) para permitir al par turbina-generador prevenir el incremento de carga eléctrica.

El gobernador isócrono (de velocidad constante) de la figura 2.9 no puede ser usado si dos o más generadores están eléctricamente conectados al mismo sistema, puesto que cada generador tendría que tener la misma calibración de velocidad (misma velocidad nominal), de lo contrario “pelearían” uno con otro, cada uno tratando de llevar la velocidad del sistema (o frecuencia del sistema) a su propia calibración. Para hacer capaces de correr 2 o más unidades generadoras paralelas en un sistema de generación, los gobernadores son proveídos

con una señal de retroalimentación, que causa que el error de velocidad se vaya a cero para valores diferentes de la salida del generador (velocidad del generador).

Esto se puede lograr agregando un “loop” de retroalimentación alrededor del integrador como se muestra en la figura 2.10.

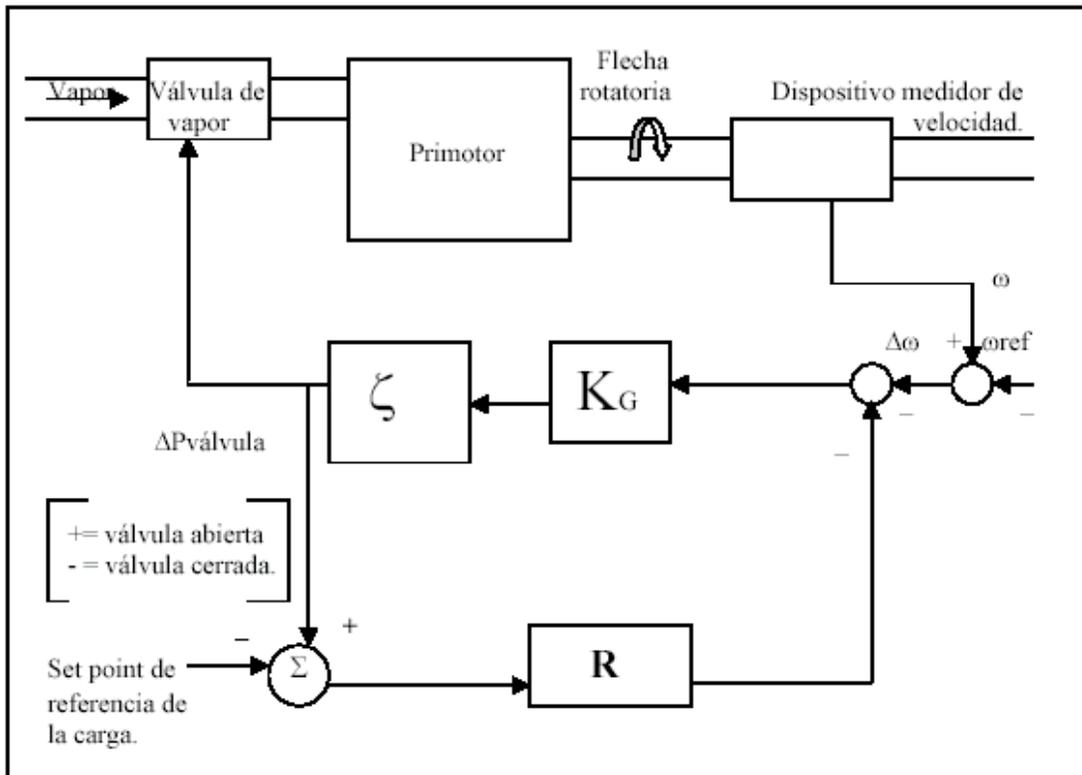


Figura 2.10.- Gobernador con loop de retroalimentación de característica caída de velocidad.

Podemos notar que ahora tenemos insertada una nueva entrada, llamada la **referencia de la carga**, que analizaremos próximamente. El diagrama de bloques para este gobernador se muestra en la figura 2.11 donde ahora el gobernador tiene una ganancia total de $1/R$ y una constante de tiempo T_G .

El resultado de agregar el “loop” de retroalimentación con una ganancia R es un gobernador característico como el que se muestra en la figura 2.12.

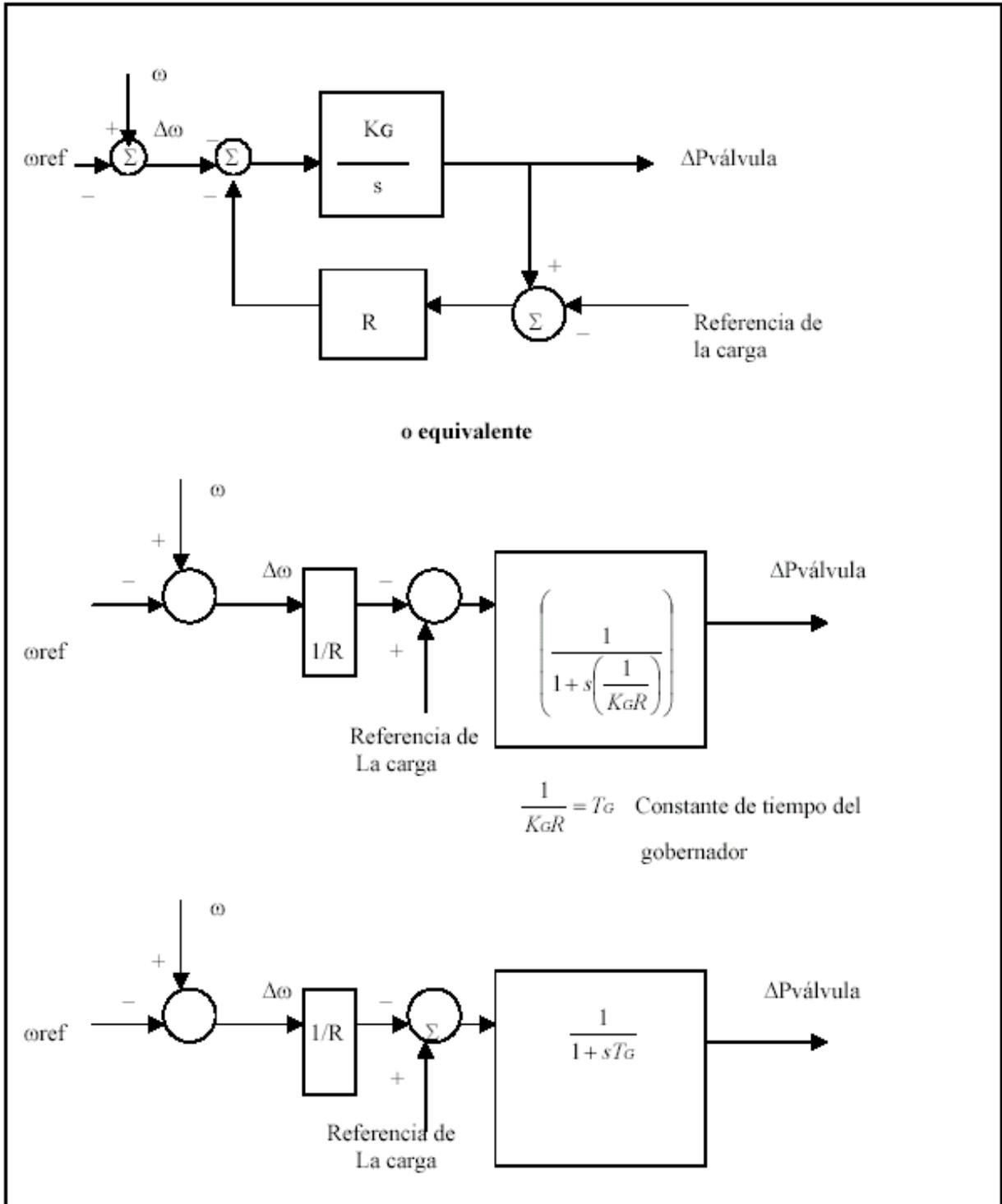


Figura 2.11.- Diagrama de Bloques del gobernador con ca\u00eda.

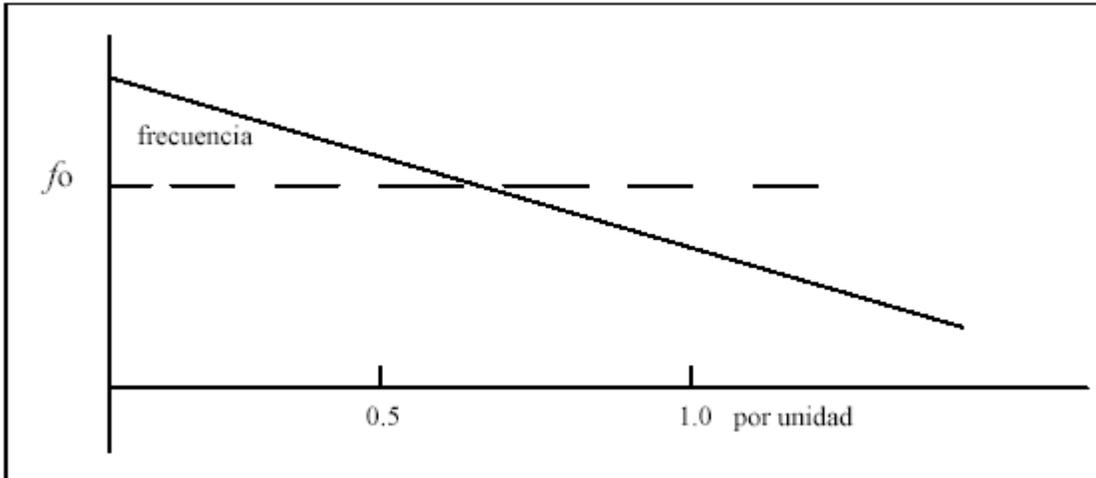


Figura 2.12.- Característica decaimiento de velocidad.

El valor de R determina el descenso de la característica. Esto es, R determina el cambio en la salida de la unidad para un cambio de frecuencia dado.

La práctica común nos dice que debemos fijar a R en cada unidad generadora, así para un cambio desde 0 hasta 100% en la salida, resultaría un mismo cambio en la frecuencia para cada unidad. Esto dará como resultado que un cambio en la carga eléctrica en el sistema será compensado por cambios en la salida de la unidad generadora proporcionales a las salidas calibradas en cada unidad generadora.

Si dos generadores con características de gobernador desfalleciente están conectadas al sistema de potencia, ahí habrá siempre una única frecuencia a la cual estos compartirán un cambio de carga entre ellos. Esto se ilustra en la figura 2.13, las 2 unidades empiezan con una frecuencia nominal f_0 .

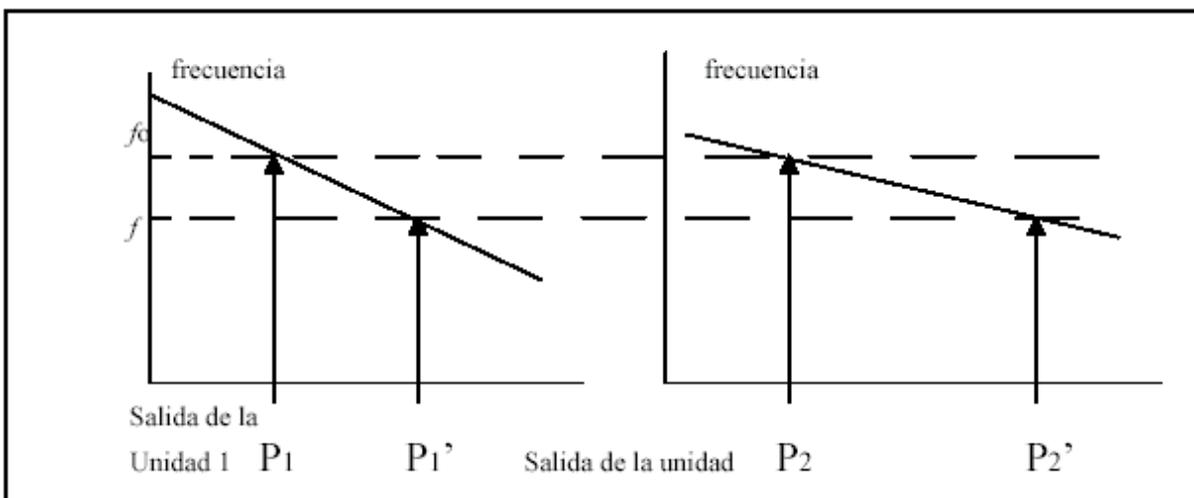


Figura 2.13.- Distribución de las salidas de la unidad con decaimiento del gobernador.

Cuando la carga se incrementa, ΔPL , causa que las unidades se desaceleren, los gobernadores incrementan la salida hasta que las unidades busquen una nueva frecuencia de operación común, f' . La cantidad de carga recogida por cada una de las unidades es proporcional a la

pendiente de cada una de las características de caída o declive. La unidad 1 incrementa su salida de P_1 a P'_1 , la unidad 2 incrementa su salida de P_2 a P'_2 , así tenemos el incremento de generación total, $P'_1 - P_1 + P'_2 - P_2$, es igual a ΔP_l .

Note que la frecuencia actual buscada también depende de la característica de frecuencia de la carga.

La figura 2.10 muestra una entrada marcada como “set point de referencia de la carga”. Cambiando la referencia de la carga, la característica gobernador del generador puede ser fijada para dar una frecuencia de referencia para cualquier salida de unidad deseada. Esto se ilustra en la figura 2.14 .

La entrada de control básica hacia una unidad generadora en tanto que el control de generación le concierne al “set point” de referencia de la carga. Ajustando este set point en cada unidad, el despacho deseado en una unidad al mismo tiempo que se mantiene la frecuencia del sistema cercana al valor nominal deseado.

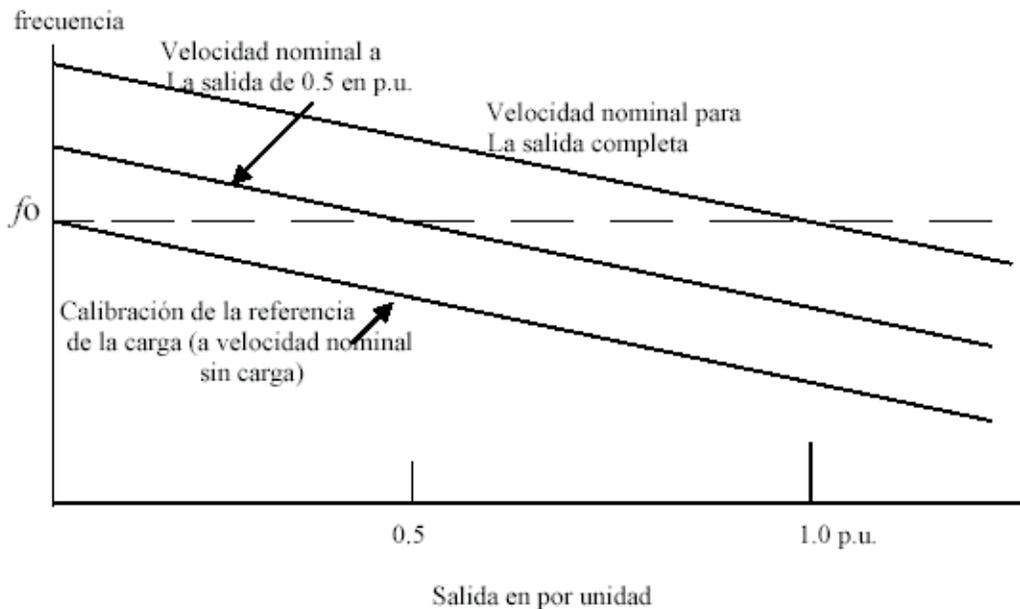


Figura 2.14.- Calibración del cambiador de velocidad.

Podemos notar que el cambio de estado fijo en $\Delta P_{válvula}$ de 1.0 p.u. requiere un cambio en frecuencia de R p.u., $\Delta \omega$. Una regulación de unidad comúnmente realizada se refiere a los porcentajes. Por ejemplo, una regulación del 3% para una unidad indicaría que un cambio de 100% (1 p.u.) en la posición de la válvula requiere un cambio de 3% en frecuencia.

Es decir, un cambio de 100% en la salida de la unidad requiere un cambio de 3% en frecuencia para una regulación del 3%.

Por esto, R es igual al cambio en frecuencia en por unidad dividido por el cambio en la salida de la unidad en p.u. Esto es:

$$R = \frac{\Delta \omega}{\Delta P} p.u.$$

En este punto, podemos construir un diagrama de bloques que relacione al gobernador, primotor, la masa rodante y la carga, para obtener así el modelo de la figura 2.15.

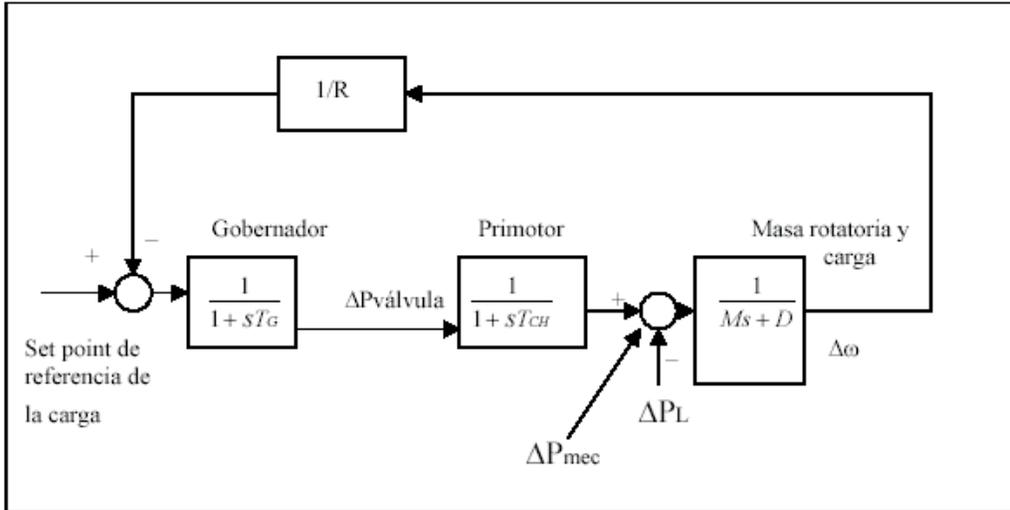


Figura 2.15.- Diagrama de Bloques del gobernador, primotor y masa rotativa.

Suponga que el generador experimenta un incremento de carga.

$$\Delta P_L(s) = \frac{\Delta P_L}{s} \quad (2.19)$$

La función de transferencia que relaciona el cambio de carga ΔP_L , con el cambio de frecuencia $\Delta \omega$, es:

$$\Delta \omega(s) = \Delta P_L(s) \left[\frac{\frac{-1}{Ms+D}}{1 + \frac{1}{R} \left(\frac{1}{1+sT_G} \right) \left(\frac{1}{1+sT_{CH}} \right) \left(\frac{1}{Ms+D} \right)} \right] \quad (2.20)$$

El valor de estado fijo de $\Delta \omega(s)$ puede ser encontrado por:

$$\Delta \omega_{\text{estadofijo}} = s \lim_{s \rightarrow 0} [s \Delta \omega(s)]$$

$$\Delta \omega_{\text{estadofijo}} = \frac{-\Delta P_L \left(\frac{1}{D} \right)}{1 + \left(\frac{1}{R} \right) \left(\frac{1}{D} \right)} = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R} + D} \quad (2.21)$$

Note que si D fuera igual a 0, el cambio de velocidad sería simplemente:

$$\Delta \omega = -R \Delta P_L \quad (2.22)$$

Si varios generadores (cada uno con su gobernador y su primotor) fueran conectados al sistema, el cambio en frecuencia sería:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_L}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} + D} \quad (2.23)$$

2.3.5.- Modelo del Enlace de Sistemas.

La potencia que fluye a través de una línea de transmisión puede ser modelada usando el método de flujo de carga de DC representado en la ecuación 2.24 .

$$P_{flujoenlace} = \frac{1}{X_{enlace}}(\theta_1 - \theta_2) \quad (2.24)$$

Este flujo de enlace es una cantidad de estado fijo. Aquí cambiaremos la ecuación 2.24 para propósitos de análisis y obtener las desviaciones del flujo de potencia nominal en función de las desviaciones del ángulo de fase del valor nominal.

$$P_{flujoenlace} + \Delta P_{flujoenlace} = \frac{1}{X_{enlace}} [(\theta_1 + \Delta\theta_1) - (\theta_2 + \Delta\theta_2)]$$

$$P_{flujoenlace} + \Delta P_{flujoenlace} = \frac{1}{X_{enlace}}(\theta_1 - \theta_2) + \frac{1}{X_{enlace}}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \quad (2.25)$$

Entonces:

$$\Delta P_{flujoenlace} = \frac{1}{X_{enlace}}(\Delta\theta_1 - \Delta\theta_2) \quad (2.26)$$

donde $\Delta\theta_1$ y $\Delta\theta_2$ son equivalentes a $\Delta\delta_1$ y $\Delta\delta_2$ como se definió en la ecuación 2.6 y usando esta misma relación descrita en 2.6 tenemos:

$$\Delta P_{flujoenlace} = \frac{T}{s}(\Delta\omega_1 - \Delta\omega_2) \quad (2.27)$$

donde $T = 377 \times 1/X_{enlace}$ (para un sistema de 60 Hz)

Notamos ahora que $\Delta\theta$ debe estar en radianes para que ΔP_{enlace} este en Megawatts en por unidad, pero $\Delta\omega$ es el cambio en velocidad en por unidad. Por esto, debemos multiplicar $\Delta\omega$ por 377 rad/seg que es la frecuencia base en rad/seg a 60Hz. T deberá considerarse como el coeficiente de “la rigidez del enlace de sistemas”.

Suponga ahora que tenemos un sistema de potencia interconectado dividido en dos áreas, cada una con un generador. Las áreas se encuentran conectadas por una línea de transmisión simple.

La potencia que fluirá sobre la línea de transmisión aparecerá como una carga positiva en una de las áreas, e igual pero como carga negativa en la otra área, o viceversa, dependiendo de la dirección de flujo. La dirección de flujo será determinada por el ángulo de fase relativo entre áreas que a su vez es determinado por las desviaciones de velocidad relativas en cada una de las áreas.

El diagrama de bloques de la figura 2.16 representa la interconexión descrita. Podemos observar que el flujo de potencia en el enlace fue definido fluyendo del área 1 hacia el área 2, de esta manera, el flujo aparece como carga en el área 1 y como una fuente de potencia (carga negativa) en el área 2.

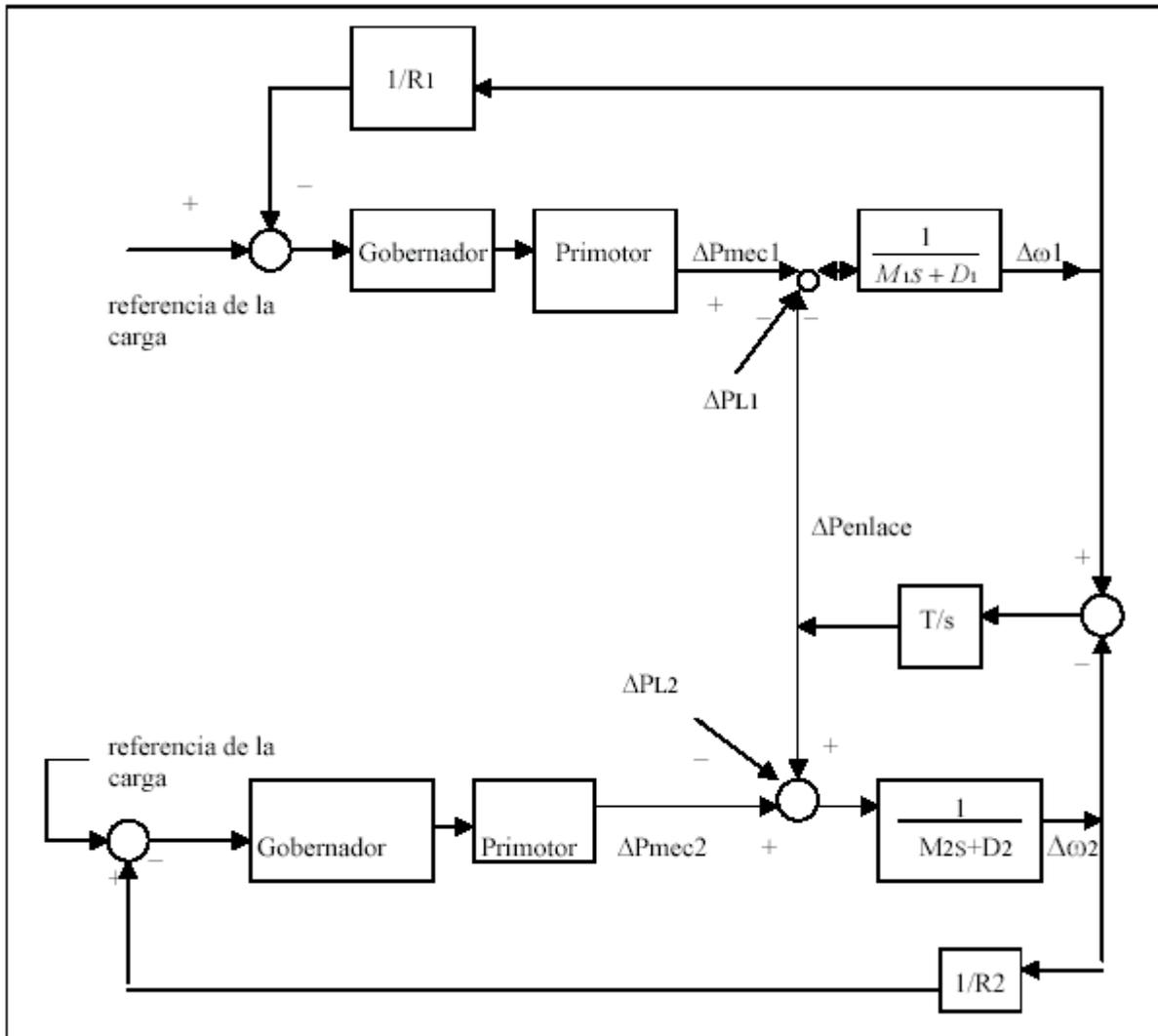


Figura 2.16.- Diagrama de Bloques de áreas interconectadas.

Resulta importante analizar las desviaciones de frecuencia de estado fijo, de flujo en el enlace, así como también las salidas de los generadores, para un área interconectada, después de que ha ocurrido un cambio de carga.

Supongamos ahora que ocurre un cambio en la carga de ΔP_{L1} en el área 1. En estado fijo, después de que todas las oscilaciones se han amortiguado hasta desaparecer, la frecuencia será constante e igual en las dos áreas. Entonces:

$$\Delta\omega_1 = \Delta\omega_2 = \Delta\omega \quad \text{y} \quad \frac{d(\Delta\omega_1)}{dt} = \frac{d(\Delta\omega_2)}{dt} = 0 \quad (2.28)$$

y

$$\Delta P_{mec1} - \Delta P_{enlace} - \Delta P_{L1} = \Delta\omega D_1$$

$$\Delta P_{mec2} + \Delta P_{enlace} = \Delta\omega D_2$$

$$\Delta P_{mec1} = \frac{-\Delta\omega}{R_1} \quad (2.29)$$

$$\Delta P_{mec2} = \frac{-\Delta\omega}{R_2}$$

y haciendo las sustituciones apropiadas en la ecuación 2.29 tenemos:

$$\begin{aligned} -\Delta P_{enlace} - \Delta P_{L1} &= \Delta\omega \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \\ +\Delta P_{enlace} &= \Delta\omega \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) \end{aligned} \quad (2.30)$$

finalmente:

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \quad (2.31)$$

De la que podemos derivar el cambio en el flujo de enlace:

$$\Delta P_{enlace} = \frac{-\Delta P_{L1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \quad (2.32)$$

Nótese que las condiciones descritas desde la ecuación 2.28 hasta 2.32 son para las nuevas condiciones de estado fijo después de ocurrido el cambio de carga.

El nuevo flujo de enlace es determinado por el cambio neto total en la carga y la generación en cada área. No necesitamos saber la rigidez del enlace para determinar el nuevo flujo de enlace, aunque la rigidez del enlace determinará cuan diferente resultará el ángulo de fase a través del enlace que resultará debido al nuevo flujo de enlace.

EJEMPLO 2B.

Se nos dan 2 áreas del sistema conectadas por un enlace de áreas con las siguientes características:

Área 1	Área 2
R=0.01 p.u.	R=0.02 p.u.
D=0.8 p.u.	D=1.0 p.u.
Base MVA = 500	Base MVA= 500

En determinado momento ocurre un cambio de carga de 100MW (0.2 p.u.) en el área 1. ¿Cuál será la nueva frecuencia de estado fijo y cuál el cambio en el flujo de enlace?

Considere que las dos áreas se encontraban a una frecuencia nominal de 60 Hz al principio.

$$\Delta\omega = \frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} = \frac{-0.2}{\frac{1}{0.01} + \frac{1}{0.02} + 0.8 + 1} = -0.00131752 p.u.$$

$$f_{nueva} = 60 - 0.00132(60) = 59.92 Hz$$

$$\Delta P_{enlace} = \Delta\omega \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) = -0.00131752 \left(\frac{1}{0.02} + 1 \right) = -0.06719368 p.u.$$

El cambio en las potencias de los primotores se calcularían:

$$\Delta P_{mec1} = \frac{-\Delta\omega}{R_1} = - \left(\frac{-0.00131752}{0.01} \right) = 0.13175231 p.u. = 65.876 MW$$

$$\Delta P_{mec2} = \frac{-\Delta\omega}{R_2} = - \left(\frac{-0.00131752}{0.02} \right) = 0.06587615 p.u. = 32.938 MW$$

$$= 98.814 MW$$

El cambio total en generación es 98.814, que es 1.186 MW más pequeño que los 100 MW de cambio en la carga. El cambio total de carga en el área debido a la caída de frecuencia sería:

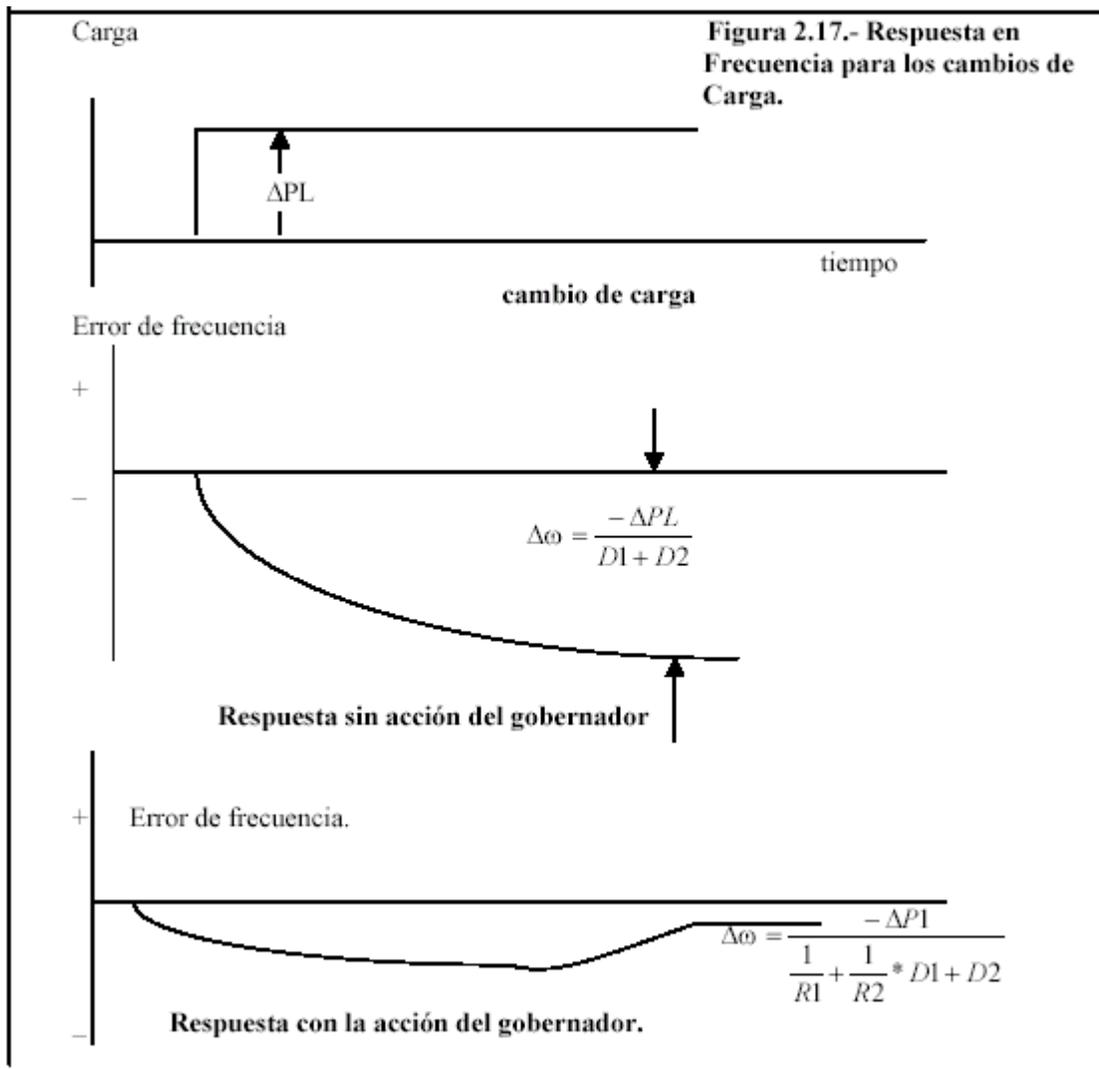
Para el Área 1= $\Delta\omega D_1 = -0.0010540 p.u. = -0.527 MW$

Para el Área 2= $\Delta\omega D_2 = -0.00131752 p.u. = -0.6588 MW$

Por esta razón, el cambio de carga total es = 1.186 MW, el cual explica el cambio en la generación total y el cambio de carga total.

Si analizamos la dinámica de las dos áreas del sistema, encontraríamos que un cambio gradual en la carga resultaría siempre en un error de frecuencia. Esto se observa en la figura 2.17, que muestra la respuesta en frecuencia del sistema para un cambio en la carga gradual.

Nótese que la figura 2.17 sólo muestra la frecuencia promedio (omitiendo así cualquier oscilación de alta frecuencia).



2.4.- Control de Generación.

El Control Automático de Generación (CAG) es el nombre dado al sistema de control que tiene 3 objetivos principales que son:

- 1.- Mantener la frecuencia del sistema en o cerca del valor nominal especificado, por ejemplo 60 Hz.
- 2.- Mantener el valor correcto de intercambio de potencias entre las áreas de control especificadas.
- 3.- Mantener cada una de las unidades generadoras en el valor más económico posible.

2.4.1. Acción de control complementaria.

Para entender cada uno de los tres objetivos antes listados, debemos empezar asumiendo que estamos estudiando una sola unidad generadora que está suministrando potencia a una carga dentro de un sistema de potencia aislado.

Como se mostró en la sección 2.5, un cambio en la carga producirá con una magnitud que depende de las características de decaimiento del gobernador y de las características de frecuencia de la carga del sistema. Una vez que el cambio de carga ha ocurrido, el control complementario deberá actuar para restaurar el valor nominal de frecuencia.

Esto se puede realizar agregando un control de reset (o integral) al gobernador como se muestra en la figura 2.18.

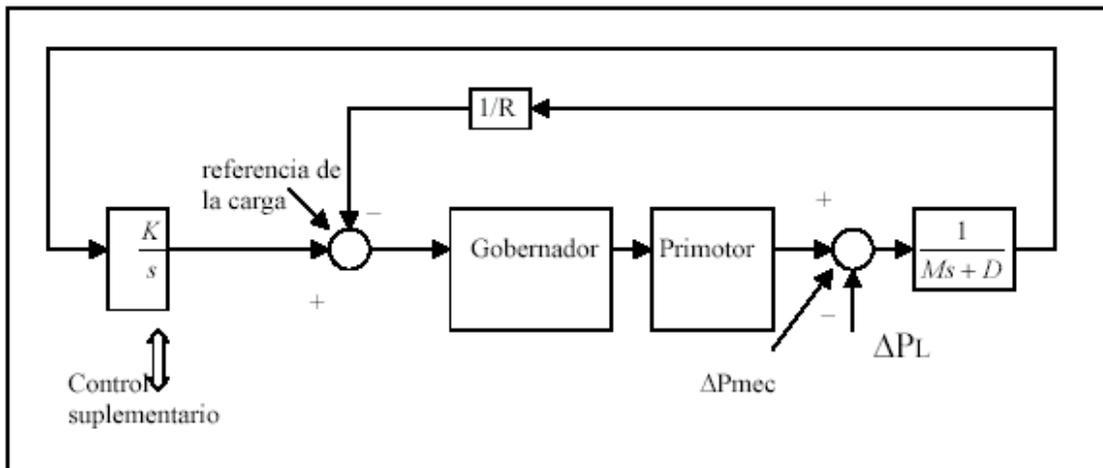


Figura 2.18.- Control complementario agregado a una unidad generadora.

La acción de control de reset del control complementario forzará a ir a la frecuencia a cero debido al ajuste del set point de referencia de velocidad. Por ejemplo, el error mostrado en el diagrama del fondo de la figura 2.17 sería forzado a cero.

2.4.2.- Control de enlace de sistemas.

Cuando dos áreas se interconectan, se hace por distintas razones. Una de estas razones es la de compra y vender (enviar y recibir) potencia eléctrica de y hacia los sistemas vecinos cuyos costos de operación hacen rentables estas transacciones. Adicionalmente, se utilizan estos enlaces inclusive cuando no se está transmitiendo potencia a los sistemas vecinos, esto es debido a que si una de las áreas sufre una repentina pérdida de una unidad generadora, las

unidades que se encuentran a lo largo de la interconexión de áreas experimentarán un cambio en frecuencia pero ayudarán a restaurar la frecuencia en el sistema.

Las interconexiones presentan a su vez un problema de control muy interesante de distribución de generación para una carga conocida. La situación hipotética planteada en la figura 2.19 será usada para ilustrar este problema.

Supongamos que ambos sistemas de la figura 2.19 tienen igual generación e iguales características de carga ($R_1=R_2$, $D_1=D_2$) y además, considere que el área 1 está enviando 100 MW al sistema 2 debido a un arreglo de intercambio hecho entre los operadores de cada área. Imaginemos ahora que el sistema 2 experimenta un repentino incremento de carga de 30 MW. Debido a que ambas unidades tienen iguales características de generación, ambas experimentarán un incremento de 15 MW, y la línea de enlace experimentará un incremento en el flujo de 100 a 115 MW. De esta manera, el incremento de carga de 30 MW en el sistema 2 habrá sido satisfecho por el incremento de generación de 15 MW en el sistema 2 más el incremento de flujo del enlace de 15 MW que va hacia el sistema 2.

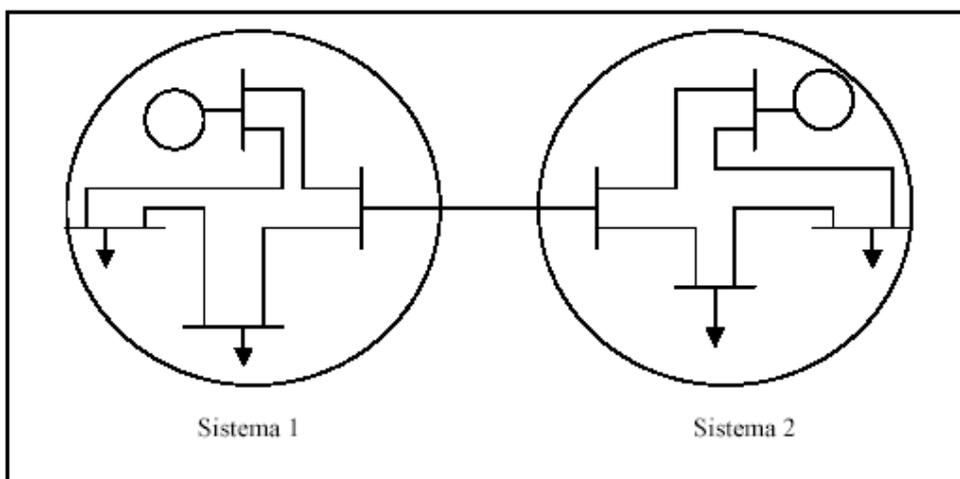


Figura 2.19.- Sistema de dos áreas.

Esto estaría bien excepto por el hecho de que el sistema 1 fue contratado para vender únicamente 100 MW, no 115 MW, de esta forma los costos de generación han aumentado sin nadie que cargue en cuenta el costo extra. Lo que se necesita en estos casos es un esquema de control que reconozca el hecho de que el incremento de carga ocurrió en el sistema 2 y por esta razón, se incrementaría la generación en el sistema 2 en 30 MW mientras restaura la frecuencia al valor nominal.

Esto restauraría la generación en la salida del sistema 1 antes de que el incremento de carga ocurriera.

De esta manera un sistema de control de 2 o varias áreas debe usar 2 piezas de información: la frecuencia del sistema y la potencia que fluye hacia dentro y hacia fuera de las líneas de enlace.

De esta forma también este sistema de control necesitaría reconocer lo siguiente:

- 1.- Que si la frecuencia decrece y el intercambio de potencia total que está abandonando el sistema aumenta, un incremento de carga ha ocurrido fuera del sistema.
- 2.- Si la frecuencia decrece y el intercambio de potencia total que está abandonado el sistema disminuye, un incremento de carga ha ocurrido dentro del sistema.

Esto puede extenderse para los casos donde la frecuencia aumenta. Haremos ahora las siguientes definiciones:

$P_{tot\ int}$ = Intercambio de potencia actual y total
 (+ para potencia que abandona el sistema: - para potencia que entra)

$P_{tot\ int\ esqu}$ = Valor de intercambio deseado o esquematizado. (2.33)

$\Delta P_{tot\ int}$ = $P_{tot\ int} - P_{tot\ int\ esqu}$

De esta forma podemos hacer un resumen del esquema de control frecuencia-enlace de sistemas como el que se muestra en la figura 2.20

Definiremos ahora un área de control como parte de un sistema interconectado dentro del cual la carga y la generación serán controladas por las reglas de la figura 2.20.

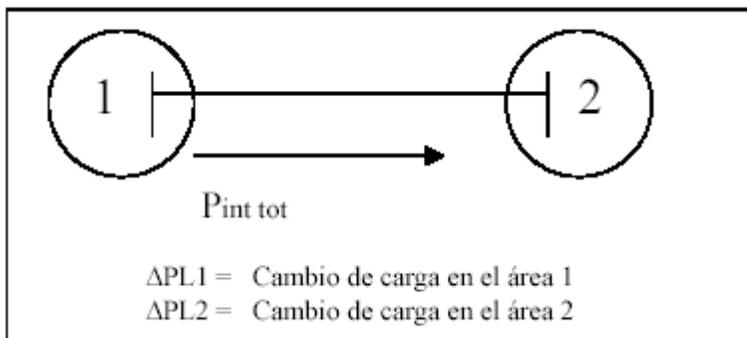


Figura 2.20.- Acciones de control de frecuencia de un enlace de sistemas para dos sistemas.

La frontera del área de control es simplemente el o los puntos de enlace de sistemas donde el flujo de potencia es medido. Así todas las líneas de enlace que cruzan dichas fronteras deben ser medidas para que las potencias de intercambio en la red puedan ser calculadas en toda el área de control.

Las reglas fijadas en la figura 2.20 pueden ser implementadas por un mecanismo de control que considere o estime las variaciones o desviaciones de frecuencia, $\Delta\omega$, así como también el intercambio de potencia total, $\Delta P_{tot\ int}$.

$\Delta\omega$	$\Delta P_{tot\ int}$	Cambio de carga	Acción de control resultante
—	—	$\Delta PL1$ + $\Delta PL2$ 0	Incremento de Pgen en el sistema 1

+	+	ΔP_{L1}	—	Decremento de Pgen en el sistema 1
		ΔP_{L2}	0	
—	+	ΔP_{L1}	0	Incremento de Pgen en el sistema 2
		ΔP_{L2}	+	
+	—	ΔP_{L1}	0	Decremento del Pgen en el sistema 2
		ΔP_{L2}	—	

La respuesta en frecuencia y los flujos de enlace resultantes del cambio de carga, ΔP_{L1} , en los dos áreas del sistema de la figura 2.16 se derivan de las ecuaciones de 2.28 a 2.32. Estos resultados se repiten aquí.

Cambio de carga	Cambio de frecuencia.	Cambio en la red de intercambio
ΔP_{L1}	$\Delta \omega = \frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2}$	$\Delta P_{tot\ int\ 1} = \frac{-\Delta P_{L1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \quad (2.34)$

Esto corresponde a la primera línea de la figura 2.20; por esta razón nosotros requeriríamos que:

$$\Delta P_{gen1} = \Delta P_{L1}$$

$$\Delta P_{gen2} = 0$$

El cambio en generación requerido, históricamente llamado Error de Control de Área o ECA, en generación de área el recurso requerido para restaurar la frecuencia hacia sus valores deseados. La ecuación de ECA para cada área será:

$$ECA_1 = -\Delta P_{net\ int\ 1} - B_1 \Delta \omega \quad (2.35)$$

$$ECA_2 = -\Delta P_{net\ int\ 2} - B_2 \Delta \omega$$

donde B1 y B2 son llamados “los factores de sesgo de frecuencia” (o factores de frecuencia de bias). Podemos ver de la ecuación 2.34 que al fijar los factores de bias quedarán de la siguiente manera:

$$B_1 = \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \tag{2.36}$$

$$B_2 = \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)$$

resultando en:

$$ECA_1 = \left(\frac{+\Delta P_{L1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_1} + D_1 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = \Delta P_{L1}$$

$$ECA_2 = \left(\frac{-\Delta P_{L1} \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right)}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) - \left(\frac{1}{R_2} + D_2 \right) \left(\frac{-\Delta P_{L1}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + D_1 + D_2} \right) = 0$$

Este control puede ser llevado a la realidad usando el esquema esbozado en la figura 2.21 . Nótese que los valores de B1 y B2 tendrían que cambiar cada vez que una unidad entrase o se retirara para tener los valores exactos dados en la ecuación 2.36. Actualmente la acción integral del control complementario garantizará un reset de error de control de área de cero incluso cuando B1 y B2 estuvieran en error.

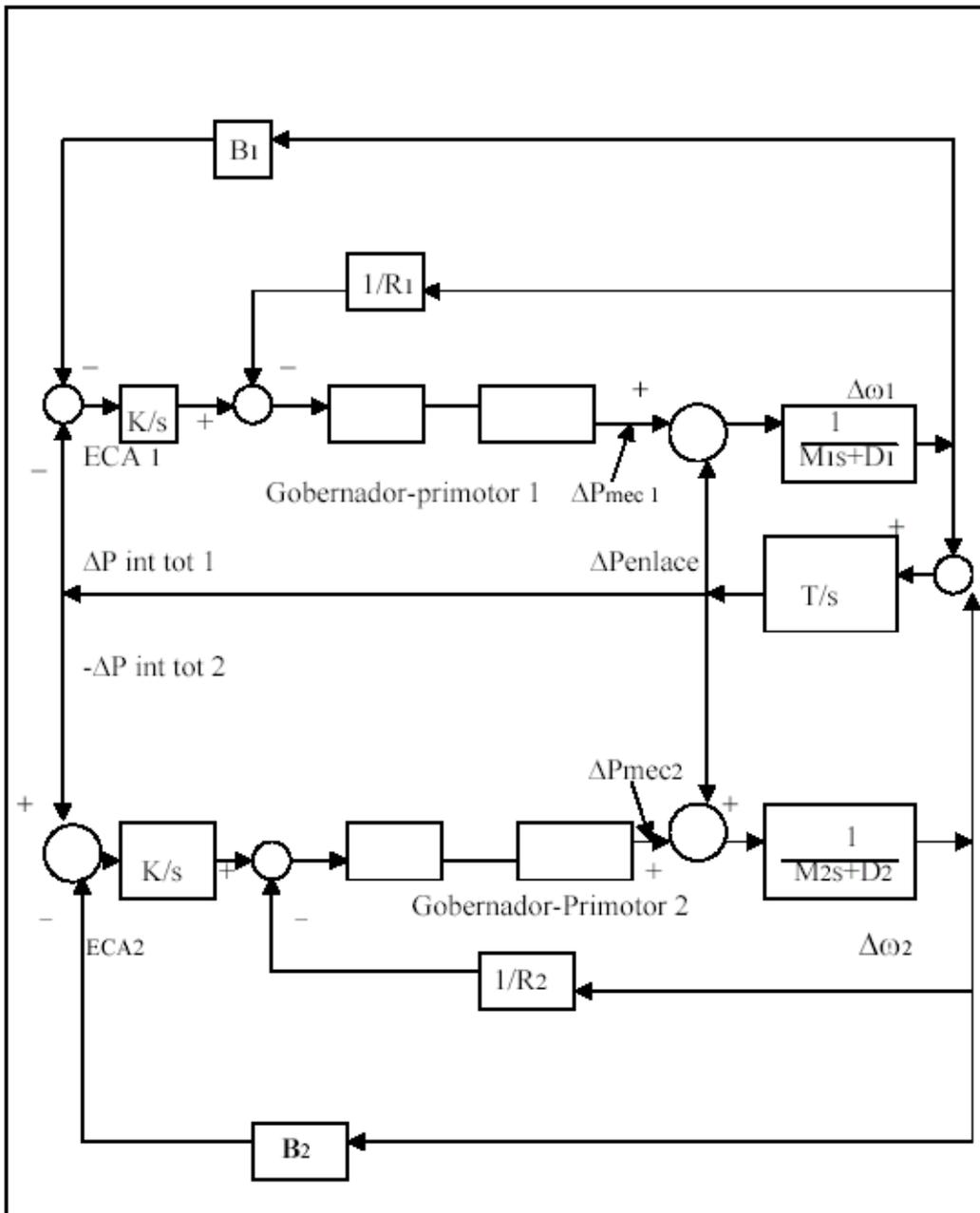


Figura 2.21.- Control complementario de bias de enlace de sistemas para dos áreas.

2.5.- Distribución de la Generación.

Si cada área de control en un sistema interconectado tuviera una sola unidad generadora, el sistema de control de la figura 2.21 alcanzaría a proveer una frecuencia estable y el intercambio de potencia en el enlace de sistemas. De cualquier manera, los sistemas de potencia se componen de áreas de control con varias unidades generadoras con sus salidas fijadas de acuerdo a lo económico. Esto es, debemos acoplar el cálculo del despacho económico con el mecanismo de control para así saber cuánta generación en cada área es requerida y cuánta de esta potencia debe generar cada unidad.

Primero debemos de recordar que un valor de generación total usualmente no permanecerá por un largo periodo de tiempo, esto debido a que la carga en un sistema de potencia varía continuamente ya que las personas y las industrias utilizamos cargas eléctricas independientes y fluctuantes.

Por esto, es imposible especificar tan fácilmente la generación total requerida, calcular el despacho económico para cada unidad así como también dar al mecanismo de control los valores de salida en MegaWatts para cada unidad (aunque este cálculo puede ser hecho rápidamente). Aunque la mayoría de los sistemas de control están basados en el uso de computadoras digitales, también es común encontrar mecanismos de control como los que hemos estado describiendo con el uso de computadoras analógicas.

Aunque las computadoras analógicas no sean propuestas para las nuevas instalaciones de los modernos centros de control, actualmente existen muchas en uso. Una computadora analógica puede proveer el despacho económico y distribución de la generación en un área determinada sobre una base instantánea a través de la calibración de generadores en función igualada a las curvas de razón de incremento de calor en las unidades. **Las fórmulas de disipación (o de pérdidas) de la matriz B** fueron también incorporadas a los esquemas analógicos calibrando los coeficientes de la matriz en los potenciómetros de precisión.

Cuando se usan computadoras digitales, es deseable llevar a la práctica los cálculos del despacho económico a intervalos de uno a varios minutos. Cualquier salida para el cálculo del despacho económico es enviada a una computadora analógica (sistema de control “digitalmente dirigido a analógico”) o la salida es enviada a otro programa en la computadora que ejecuta las funciones de control (sistema de control “directo a digital”). Ya sea que el control sea analógico o digital, la distribución de generación deberá hacerse instantáneamente cuando los cambios en la generación total de área sean requeridos. Debido a que el cálculo del despacho económico es realizado cada cierta cantidad de minutos, deben darse ciertas mediciones para indicar como se está distribuyendo la generación para valores de generación total distintos a los usados en el cálculo de el despacho económico.

La distribución de la salida de un generador individual sobre un rango de valores de generación total se realiza utilizando puntos base y factores de participación. El cálculo del despacho económico es realizado con una generación total a la suma de los valores presentes medidos en cada unidad generadora. El resultado de este cálculo es una calibración de generaciones de puntos base, P_{ibase} que es igual a la salida más económica para cada unidad generadora. La razón de cambio de cada unidad generadora con respecto al cambio en la generación total es llamado el factor de participación de la unidad, f_{pi} . Los puntos base y los factores de participación son usados de la siguiente manera:

$$P_{isade} = P_{ibase} + f_{pi} \cdot \Delta P_{total} \quad (2.37)$$

$$\text{donde: } \Delta P_{total} = P_{total \text{ nueva}} - \sum_{\text{todos los generadores}} P_{ibase} \quad (2.38)$$

P_{isade} = nueva salida deseada de la unidad i

P_{ibase} = generación de punto base para la unidad i

f_{pi} = factor de participación para la unidad i

ΔP_{total} = cambio en generación total.

$P_{\text{total nueva}}$ = Generación total nueva.

Nótese que por definición los factores de participación deben sumar uno.

En un esquema de control digital directo (o directo a lo digital) la distribución de generación sería realizada ejecutando un código de computadora programado de acuerdo a las ecuaciones 2.37 y 2.38

2.6.- Implementación del Control Automático de Generación (CAG).

La implementación moderna del Control Automático de Generación consiste en un lugar central donde la información pertinente al sistema es medida a la distancia (telemida). Las acciones de control son determinadas por una computadora digital y transmitidas de igual forma por los canales de telemetría. Para implementar un sistema de CAG, se requiere en el centro de control la siguiente información:

- 1.- La salida en MegaWatts para cada unidad.
- 2.- El Flujo en MegaWatts sobre cada enlace de sistemas con los sistemas o áreas vecinas.
- 3.- La frecuencia del sistema.

Un programa de CAG tiene una salida de ejecución que debe ser transmitido a cada una de las unidades generadoras. La práctica actual es mandar pulsos altos o bajos de longitudes variables a la unidad. El equipo de control entonces cambia el set point de referencia de la carga de cada unidad ya sea hacia arriba o hacia abajo en proporción a la longitud del pulso.

La longitud del pulso de control puede estar codificada en bits de una palabra digital que es transmitida en un canal de telemetría digital. El uso de la telemetría digital se esta convirtiendo en una práctica común en los sistemas modernos de control de supervisión (abriendo y cerrando interruptores en las subestaciones), la información de telemetría (mediciones de MW, MVAR, MVA, Tensión, etc.) y la información de control (unidad alto/bajo) es enviada toda por los mismos canales.

El loop de control de reset básico consiste en un integrador de ganancia K como se muestra en la figura 2.22. El loop de control es implementado como se muestra en la figura 2.23. La Potencia deseada (P_{des}) que es una entrada de control usada en las figuras 2.22 y 2.23 es una función de la desviación o incremento de la frecuencia del sistema, del error de intercambio (en la red) y del incremento o desviación de cada unidad esquematizado en la salida económica.

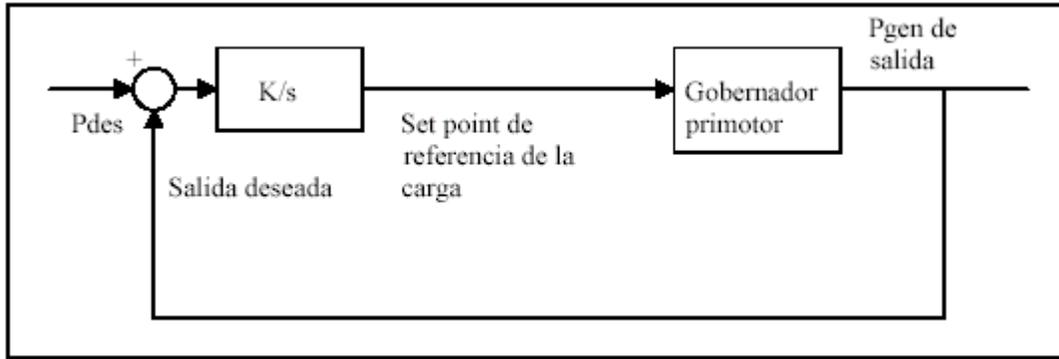


Figura 2.22.- Loop básico de control de generación.

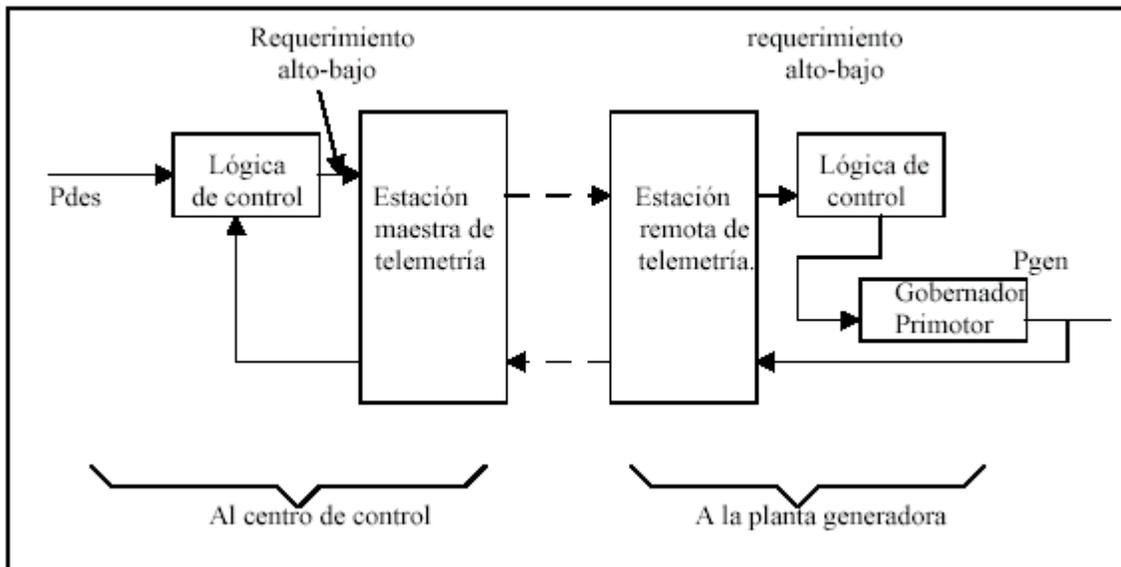


Figura 2.23.- Loop de control de generación básico a través del canal de telemetría.

El esquema de control que vamos a desarrollar comienza con el ECA, que es la medida del error en la generación total deseado de la generación total deseada.

El ECA es calculado de acuerdo a lo planteado en la figura 2.24 El ECA sirve para indicar cuando la generación total debe elevarse o disminuirse en un área de control. Sin embargo, la ECA no es la única señal de error que debe manejar nuestro controlador. Las unidades pueden desviarse de la salida económica, esto determinado por el punto base y el cálculo del factor de participación.

La lógica del CAG deben también ser manejada por los errores en la salida de la unidad para forzar a las unidades a obedecer al despacho económico. Para hacer esto, la suma de los errores de salida de la unidad se suma al ECA para formar una señal de error compuesta que maneja el sistema de control entero. Un control como estos es mostrado en la figura 2.25 donde se combina el cálculo del ECA, el cálculo de la distribución de generación y el loop de control de la unidad.

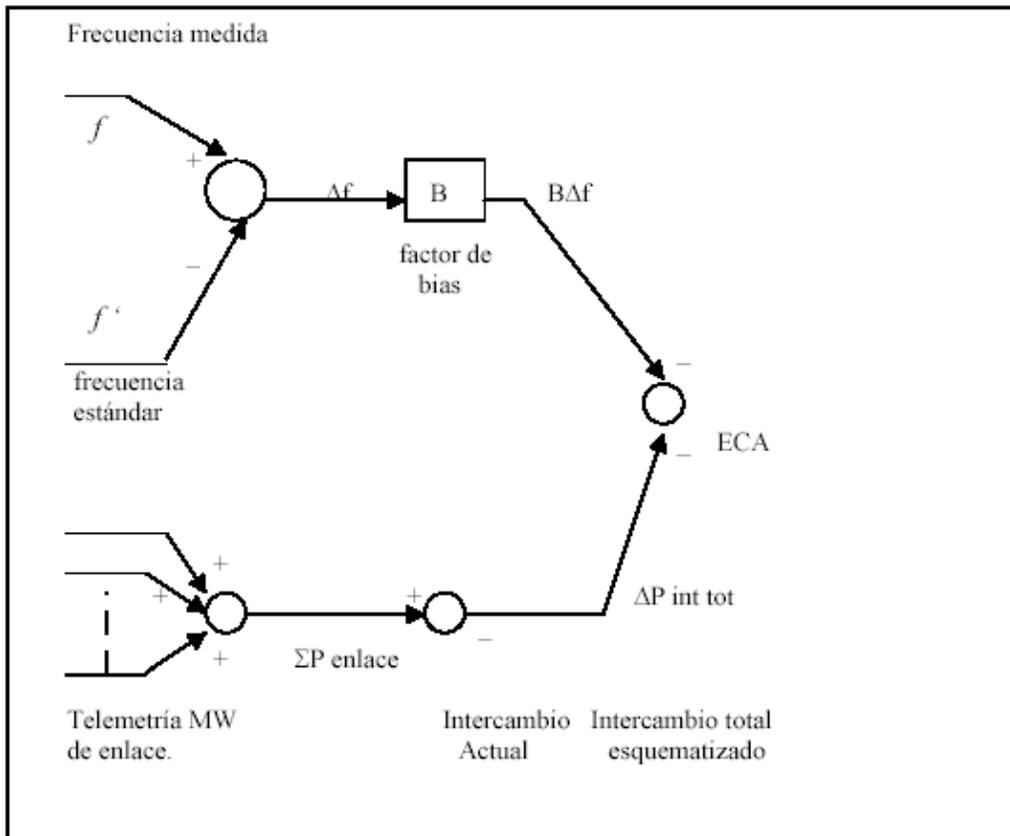


Figura 2.24.- Cálculo del ECA.

El análisis de la figura 2.25 muestra un sistema de control que tratará de llevar el ECA a cero así como también llevar la salida de cada unidad al valor económico requerido.

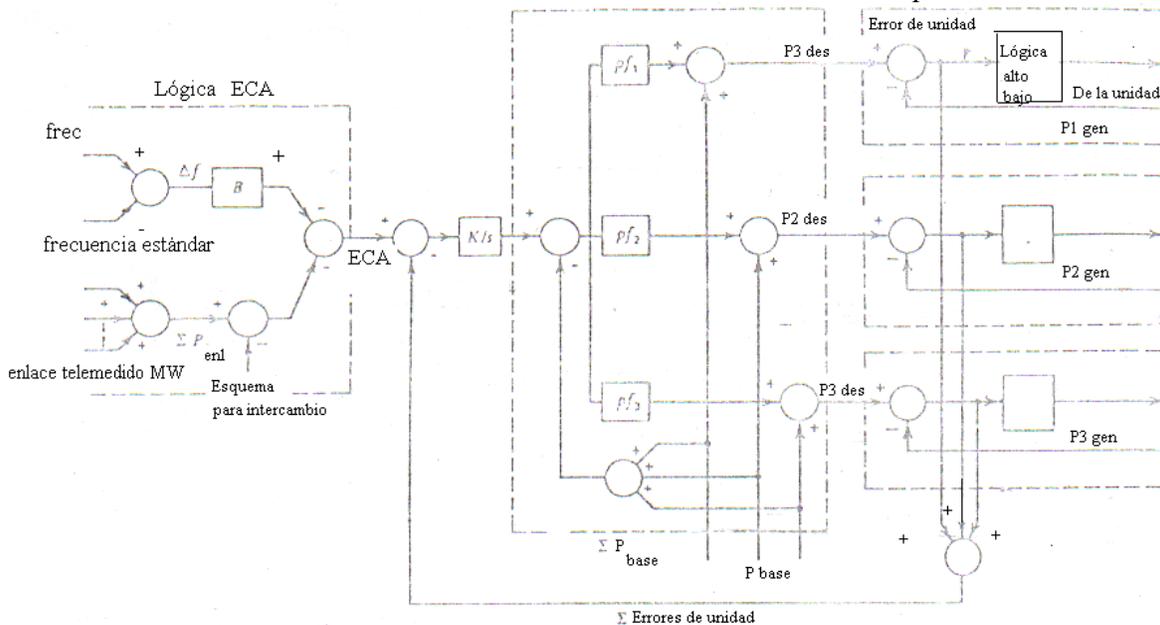


Figura 2.25.- Vista de la lógica del CAG.

Debemos ser cautelosos ya que hay muchas variaciones en la ejecución del control mostrado en la figura 2.25. Esto es especialmente cierto en implementaciones directamente digitales del CAG donde una gran sofisticación puede ser programada en un código de computadora CAG.

Una de las preguntas más frecuentes que encontramos al abordar el tema de control de generación es: ¿qué constituye que un diseño de CAG sea bueno? Esta pregunta resulta diferente de responder ya que lo que para un sistema es bueno para otro quizás sea diferente. Para responder esta pregunta necesitamos seguir 3 criterios que son:

1.- La señal ECA debe de ser idealmente mantenido una vez que llegará a ser muy grande. Debido a que el ECA es directamente influenciado por variaciones de carga aleatorias, este criterio puede ser simplificado estadísticamente diciendo que la desviación o incremento estándar del ECA debe ser pequeño.

2.- No debe permitirse que el ECA se dispare. Esto significa que la integral del ECA sobre un tiempo apropiado debe de ser pequeño. El disparo del ECA tiene el efecto de crear errores de tiempo en el sistema denominados como *errores de intercambio inadvertidos*.

3.- La cantidad de acción de control preguntada por el CAG debe de ser mantenida a un mínimo. Por ejemplo, muchos errores en ECA, son simples cambios de carga aleatorios que no necesariamente causan acciones de control. Si tratamos de cazar estas variaciones aleatorias en la carga solo conseguiremos desgastar el hardware de la unidad de control de velocidad.

Para lograr los objetivos de un buen CAG, se deben agregar varios rasgos más que se describirán brevemente en la siguiente sección.

2.7.- Rasgos del Control Automático de Generación (CAG).

Esta nos servirá como una breve exposición de los rasgos más representativos que tienen los sistemas CAG que son:

2.7.1.- Acción Asistida: Frecuentemente las curvas de razón de incremento de calor para las unidades generadoras darán problemas al CAG cuando ocurra un ECA muy grande. Si un factor de participación de alguna unidad domina, esta unidad tomará mucho de la acción de control y las otras unidades permanecerán relativamente fijas. Aunque esto es propiamente lo que se debe hacer de acuerdo a lo establecido por el factor económico, la única unidad que esta tomando toda la acción de control no será capaz de cambiar suficientemente rápido su salida cuando un gran ECA solicite un gran cambio en generación. La lógica asistida entonces entrará en acción moviendo más unidades para corregir el ECA.

Una vez que el ECA ha sido corregido, el CAG traerá de regreso a las unidades a su valor más económico.

2.7.2.- Filtrado del Error de Control de Área (ECA): Como se indico anteriormente la mayor parte del cambio en el ECA, puede ser ruido aleatorio que no necesita ser “perseguido” por las unidades generadoras. Muchos programas usan complicados esquemas de filtrado

adaptativos no lineares que tratan de separar el ruido aleatorio de los incrementos o desviaciones de ECA reales, los cuales necesitan acciones de control.

2.7.3.- Lógica de Falla de Telemetría: Una cierta lógica debe de ser provista para asegurar que el CAG no tomará acciones equivocadas cuando un valor de telemetría está fallando. Así el diseño del sistema de control suspenderá cualquier acción del CAG cuando esto suceda.

2.7.4.- Detección de la Unidad de Control: En algunas ocasiones las unidades generadoras no responderán a los pulsos altos y bajos. Por la razón de que el CAG debe tomar en cuenta esto, cierta lógica debe detectar que una unidad no está siguiendo los pulsos y suspenderá el control de esta, lo que causará que el CAG redistribuya la acción de control sobre las demás unidades generadoras.

2.7.5.- Control de Rampa: Esta lógica especial permite al CAG saltar a una unidad de una salida a la otra en una razón específica de cambio en la salida. Esto es útil para brindar unidades en línea y salir a la salida completa.

2.7.6.- Modos de la Unidad de Control: Varias unidades en el sistema de potencia no se encuentran controladas por el CAG. Varios modos de control deben ser implementados como es el caso del modo manual, el de demanda base y demanda base con regulación. Por ejemplo las unidades de demanda base y regulación son mantenidas a su valor de demanda base, pero les es permitido moverse como la acción asistida les dicte para después ser regresadas a su valor de demanda base.

2.7.7.- Límites de razón de cambio: Todos los diseños de CAG deben de tomar en cuenta que las unidades no pueden cambiar su salida tan rápido. Esto es especialmente cierto para las termoeléctricas cuyos esfuerzos térmicos y mecánicos están limitados. El CAG debe limitar la razón de cambio para estas unidades para que puedan sobrellevar estos cambios rápidos de carga.

Capítulo 3.- Del Control en La Planta Generadora de El Sauz.

Objetivo.

En este capítulo pretendemos ejemplificar mediante la descripción de las características y equipos que componen el sistema de control de generación de la planta El Sauz la filosofía de diseño y operación del DAG y CAG en una planta de Ciclo Combinado Moderno en nuestro país.

3.1.- Control e Instrumentación.

Las características del Sistema Eléctrico de México con su estructura longitudinal, hacen necesario un seguimiento cercano de las condiciones de operación, para anticipar problemas como resultados de contingencias. A través de estudios y la evaluación de políticas de operación, se ha encontrado que los problemas más importantes en el Sistema Interconectado están relacionados con inestabilidad transitoria y dinámica y el control de voltaje en la red.

El propósito del sistema de control es mantener la operación de las Unidades generadoras del Ciclo Combinado con la máxima disponibilidad, dentro de los márgenes de seguridad, confiabilidad y eficiencia para cualquier condición operativa, considerando los factores económicos y de seguridad, tanto del personal como del equipo, y proporcionar al personal de operación la suficiente información del estado operativo de las Unidades.

El sistema al cual nos interesa hacer mediciones es el de generación principal, que cuenta con las siguientes componentes:

Generador principal

Sistema de excitación

Bus de fase aislada

Interruptor del generador, transformadores de instrumento y equipo de protección contra sobretensiones transitorias

Transformador principal, con apartarrayos en cada terminal de alta tensión

Cable subterráneo de 230 KV

Protecciones

Esquema de control automático de generación

Equipo de medición de energía eléctrica y su equipo primario

Registrador de disturbios

Equipos de monitoreo en línea, durante operación

Sistema de prevención de explosión y extinción de incendio para el transformador principal.

Sistema de extinción de incendio a base de CO₂ para el generador enfriado por aire.

Las principales características de los elementos antes citados, los mencionaremos enseguida:

El generador eléctrico es capaz de transformar en potencia eléctrica la máxima potencia de salida de la turbina. Los devanados del generador eléctrico tanto del estator como del campo, tienen aislamiento no higroscópico t clase F.

El generador eléctrico es capaz de suministrar su potencia nominal dentro del rango de $\pm 2\%$ de su frecuencia nominal (60 Hz), y $\pm 5\%$ de su tensión nominal.

Para el bus de fase aislada y sus derivaciones son de servicio al la intemperie, soldado, trifásico, autoenfriado, para 60 Hz. Para las barras conductoras y conexiones, la temperatura total en el punto más caliente, no excede el límite de 105 °C.

La temperatura de operación del bus de fase aislada al conducir la corriente a plena carga no excede de 60 °C, sobre una temperatura de 40 °C.

En el caso del interruptor del generador, este es trifásico, con polos separados, provistos de envoltentes y conectores para acoplarse al bus de fase aislada.



Fotografía 5.- Bus de fase aislada de la unidad de vapor.

Los interruptores están diseñados para operar a 60 Hz y a una temperatura ambiente máxima de 40 °C y un valor promedio en un periodo de 24 horas de 35 °C y operar a una temperatura mínima de - 5 °C.

Para el transformador principal, las características principales son las siguientes: el transformador es trifásico, con conexión estrella en el devanado de alta tensión, con el neutro accesible provisto de boquilla y delta en el devanado de baja tensión, servicio intemperie, con núcleo sumergido en aceite. Tiene también un intercambiador de derivaciones sin carga en alta tensión en un rango de $\pm 5\%$ del Voltaje nominal, dos derivaciones de 2.5% arriba y dos derivaciones de 2.5 % abajo del voltaje nominal, y cuenta con un juego de apartarrayos de óxidos metálicos no montados en el tanque.

En el caso de los registradores de falla o de disturbios tienen la capacidad de almacenar en memoria la información relevante a una falla eléctrica con suficiente velocidad de respuesta e incluyendo una parte de su registro momentos antes de que el disturbio comience, incluyendo las señales binarias dentro de una escala de tiempo. La información debe ser registrada antes de la falla, en el instante de la falla y algún tiempo después de la falla, cuando el sistema este liberado y restablecido.

También el generador eléctrico se complementa con un sistema para detección y monitoreo de descargas parciales durante operación, incluyendo antenas sensoras planas con aislamiento (colocadas sobre el aislamiento de las bobinas del estator y próximas a las cuñas), cajas de terminales, conjunto de adquisición de datos en tiempo real, software para graficación en tres dimensiones y puertos seriales.

El generador cuenta con un sistema de monitoreo en línea para detectar en el hidrógeno o aire de enfriamiento partículas submicrómicas emitidas por sobrecalentamiento de los materiales, a su vez envía señales de alarma y toma muestras para analizar los gases combustibles.

Para el transformador principal de la unidad de vapor se tiene integrado un sistema de prevención de explosión y extinción de incendio mediante la inyección de nitrógeno, incluyendo sensores, circuitos para detección de fallas y control del equipo, tuberías y válvulas para el drenado de aceite y la inyección de nitrógeno así como los tanques con la primera carga de nitrógeno.



Fotografía 6.- Transformador Principal de la Unidad de Vapor.

El sistema de control satisface los siguientes requisitos funcionales y operativos:

El nivel de automatización permite operar las unidades generadoras del Ciclo combinado completo de manera automática, en todos los modos de operación, buscando reducir con ello los errores humanos.

La operación automática logra que las Unidades del Ciclo Combinado respondan de manera coordinada a las instrucciones del control de demanda de carga local o remoto a través del despacho de carga (CENACE).

Las funciones automáticas se pueden transferirse parcial o totalmente a manual y el operador puede conducir las Unidades generadoras a cualquier condición.

- * En manual o en automático, el control se ajusta a la nueva condición de operación; y en caso de exceder los límites de seguridad, operan las protecciones correspondientes, que el operador no puede modificar o intervenir.
- * El Ciclo Combinado se divide en grupos funcionales para su control, los que pueden operar de manera autónoma, por ejemplo cada turbogas.
- * Los componentes del sistema de control tienen una distribución funcional y geográfica.
- * Cada recuperador de calor y cada unidad turbogeneradora tienen sus propios gabinetes de control, localizados en sus casetas de control cercanas al equipo de proceso.
- * El control de las unidades turbogas está diseñado para operar en ciclo combinado y en ciclo abierto, utilizando la derivación de vapor al condensador. Las estaciones de operación del cuarto de control son capaces de controlar y supervisar completamente el turbogenerador y el equipo de la subestación eléctrica para poder arrancar, sincronizar y operar confiablemente los turbogeneradores de gas y de vapor.
- * El arranque centralizado de las unidades turbogeneradoras se puede efectuar también en forma remota desde el cuarto de control de la central, mediante un programa secuencial de arranque automático.
- * Cuando las Unidades generadoras operen integradas como Ciclo Combinado, el control “local” de cada unidad turbogas se transfiere a “remoto”, quedando la operación (mando y supervisión) de todos los equipos centralizada en el cuarto de control central.
- * Los elementos críticos, así como la protección y la alimentación a los sistemas de control, son redundantes, lo que mejora la seguridad e integridad tanto del personal como de la Central en condiciones de fallas de componentes, de sistemas o en rechazos de carga.
- * El sistema de control brinda información precisa, práctica y oportuna en los casos de disparo de cada Unidad o de equipos principales y permite determinar la ruta de la falla a través de los diferentes niveles jerárquicos.

El diseño y organización del sistema de control tienen un alto grado de automatismo.

Todos los controles para regulación son automáticos, con posibilidad de operación manual desde las estaciones de operación. Las protecciones tienen prioridad sobre cualquier otro comando ya sea manual o automático. Los equipos electromecánicos de respaldo o redundantes tienen asociada una lógica de arranque automático en caso de falla.

En el caso de la operación de las unidades generadoras así como en el equipo del ciclo combinado las secuencias automáticas son consideradas en grupos funcionales de tal forma que se permita el arranque y paro totalmente automático de todos los componentes del grupo funcional. Como grupos funcionales se deben considerar a cada turbogenerador y cada recuperador de calor, considerando las interfases necesarias con el control de los turbogeneradores de gas existentes.

El operador puede solicitar el arranque o paro de cada turbogenerador o recuperador de calor, hasta la operación o paro completo, con solo una orden hacia el control.

En el modo manual, el operador puede efectuar el arranque o paro de cada sistema y equipo auxiliar y principal, equipo por equipo, paso a paso, asistido por el sistema en la verificación de permisos y guía dinámica de operador.

Los turbogeneradores pueden participar en la regulación primaria de la frecuencia de la red eléctrica, modificando automáticamente su generación en función de los cambios de frecuencia, el estatismo (speed droop) de los gobernadores es ajustable en un rango del 2% al 10%.

El sistema de regulación admite una señal manual del operador, así como una señal externa de demanda como punto de ajuste de generación, y ajustará automáticamente todas las variables para hacer los cambios de carga requeridos en forma rápida y estable.

3.1.1.- Circuitos Analógicos de Medición.

Los circuitos analógicos de medición son los siguientes:

- Entradas a computadora e indicación en las estaciones de operación, localizadas en el nuevo cuarto de control para el ciclo combinado.

- Registro para el generador

Potencia activa (MW)

Potencia reactiva (MVAR)

Tensión (kV)

Frecuencia (Hz)

Corriente del generador en fases A, B y C

Tensión entre fases AB, BC, CA

Tensión de campo

Corriente Secuencia negativa

Corriente de Campo

Tensión neutro del generador

Factor de potencia

Temperatura de rotor

Integradores de potencias activa y reactiva, en las estaciones de operación localizadas en el nuevo cuarto de control para el ciclo combinado completo.

- Watthorímetro del generador (Generación Bruta) a tensión del generador

- Varhorímetro del generador a tensión del generador

- Watthorímetro del transformador auxiliar (TA) a tensión del generador

- Watthorímetro del Transformador de Excitación (TE) a tensión del generador.

- Watthorímetro Transformador principal (TP) a tensión en alta del transformador.



Fotografía 7.- Sección de Medición.

3.1.2.- Circuitos Binarios de Medición.

Los circuitos binarios de medición son los siguientes:

- Entradas a computadora e indicación en las estaciones de operación, localizadas en el nuevo cuarto de control para el ciclo combinado completo para las alarmas, en grupos de acuerdo al siguiente listado:

- * Alarmas críticas del generador
- * Alarmas sobretensión del generador
- * Alarmas precriticas del generador
- * Alarmas críticas sistema de excitación
- * Alarmas precriticas sistema de excitación
- * Alarmas precriticas regulador automático de voltaje
- * Alarmas precriticas transformador de excitación
- * Alarmas críticas del transformador principal
- * Alarmas precriticas del transformador principal
- * Alarmas de alimentación de control de tablero de relevadores de protección

3.1.3.- Módulos de Comando

En las estaciones de operación localizadas en el nuevo cuarto de control para el ciclo combinado completo, se deben tener los siguientes comandos e indicaciones:

- Cierre y apertura del interruptor de campo.
- Cierre y apertura del interruptor del generador.
- Ajuste de voltaje, del regulador de voltaje manual.
- Ajuste de voltaje, del regulador de voltaje automático.
- Control del estabilizador del sistema de potencia.
- Selector manual-automático-fuera del regulador de voltaje.
- Selector remoto-local del regulador de voltaje.
- Selector de ventiladores de tiristores.
- Selectores y controles para sincronización del generador.

3.2.-Cuarto de Control.

El diseño del control es funcionalmente distribuido, dedicando unidades de control por cada sistema de proceso o por cada turbogenerador tal como se muestra en la figura 3.1.

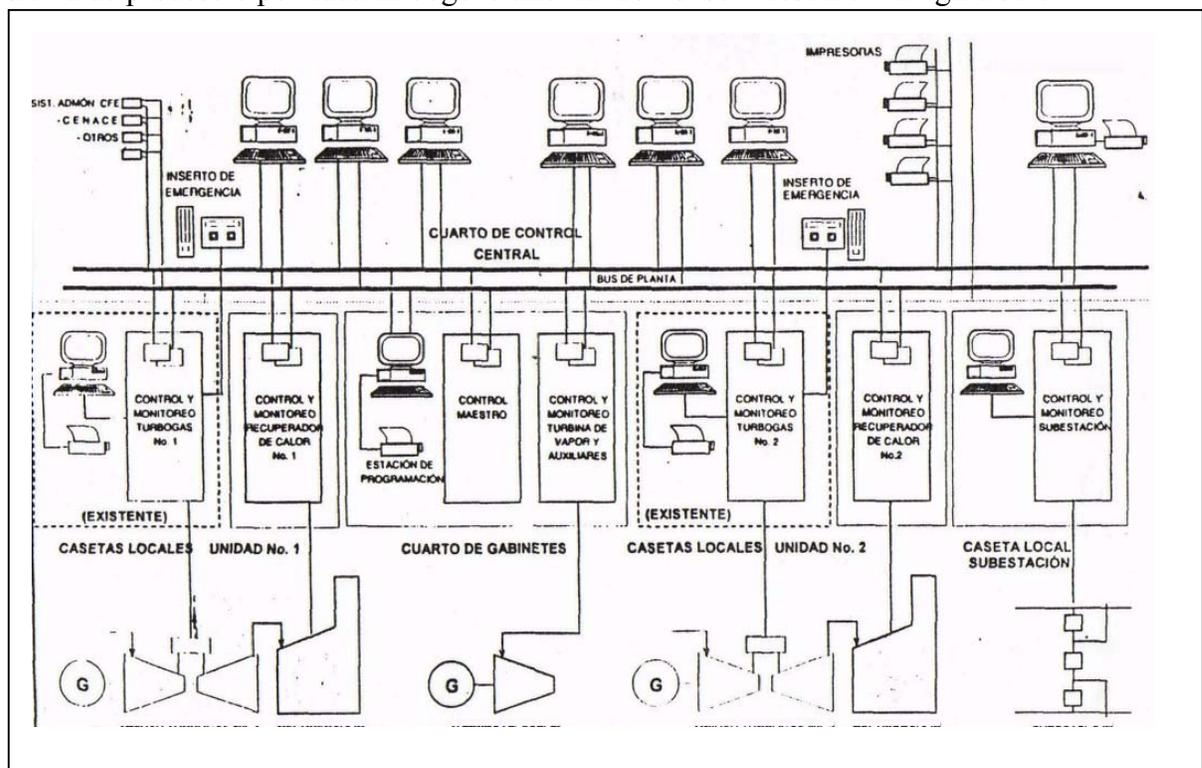


Figura 3.1.- Arquitectura del sistema de control.

El ciclo combinado se divide en grupos funcionales de proceso, su control está organizado de tal manera que existe una lógica que establece prioridad, secuencia y orden en la operación de sus subsistemas funcionales o elementos subordinados o redundantes del proceso.

Las funciones de control están estructurados en niveles jerárquicos. Los niveles de lógica más altos coordinarán las funciones de los niveles siguientes y así sucesivamente hasta el control individual por equipo. Los niveles inferiores son capaces de operar independientemente en caso de falla o salida de servicio de cualquier nivel superior.

El sistema de control distribuido maneja los equipos y sistemas relacionados con el ciclo de generación de energía y sus auxiliares, el cual consta de los siguientes subsistemas esenciales:

- Estaciones de operación y programación
- Botones de disparo de emergencia
- Medición de variables de proceso
- Acondicionamiento y conversión de señales de entrada/salida (analógicas y digitales)
- Unidades de procesamiento
- Elementos finales de control
- Almacenamiento de información y generación de reportes
- Transmisión de datos digitales
- Interfases con el sistema de control de las unidades turbogeneradoras existentes
- Interfases con otros sistemas

La interfase del operador del cuarto de control central con el sistema de control del ciclo combinado se efectúa básicamente a través de seis estaciones de operación en base a pantallas de video.

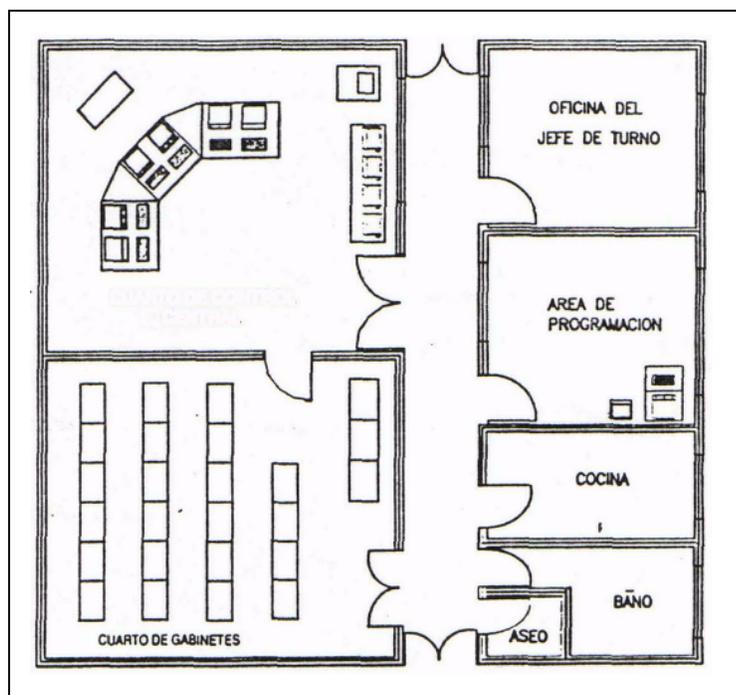


Figura 3.2.- Distribución y arreglo del cuarto de control central para un Módulo.

En la figura 3.2 se muestra el arreglo de las estaciones de operación del cuarto de control central.

En las estaciones de operación se cubre el mando y la supervisión de los turbogeneradores de gas, sus respectivos recuperadores de calor, el turbogenerador de vapor, el equipo asociado del ciclo agua-vapor y el equipo correspondiente a las bahías de subestación eléctrica correspondiente.

Desde cada una de las estaciones de operación se puede operar y supervisar completamente todos y cada uno de los turbogeneradores y todos los sistemas de proceso auxiliares controlados a través del sistema de control distribuido.



Fotografía 8.- Subestación de El Sauz.

Cada estación de operación esta constituida por una pantalla de video, un teclado, un “ratón”, la electrónica de procesamiento de datos, memorias y elementos de almacenamiento de datos, puertos de comunicación, software operativo y de aplicación. La programación y el teclado están diseñados para permitir un tiempo de acceso corto, con el menor número de pasos. La interfase gráfica que se presenta en las pantallas, esta estructurada para que el operador reciba la información esencial y accese los comandos rápida y oportunamente.

En el cuarto de control se tienen cuatro impresoras para la generación de reportes de operación, y estos reportes serán impresos a solicitud del operador.

También en el cuarto de control están instalados botones de disparo de emergencia para cada turbogenerador.

3.2.1.- Control Automático de Generación por Ciclo

Como ya se había mencionado con anterioridad, al principio de este capitulo, en la operación de sistemas de potencia uno de los problemas más importantes es el control de generación. Los objetivos principales de estos esquemas tratan de obtener buena regulación de frecuencia y economía en la asignación de generación.

Para un cambio de carga, los sistemas de gobernación de las unidades generadoras dan lugar, en estado estable; a una desviación de velocidad o frecuencia, de acuerdo a su característica de regulación, lo que se conoce como regulación primaria. Por lo cual, para devolver al generador a su frecuencia nominal, será necesario cambiar su referencia de carga en forma automática o manual, a esta acción se le denomina regulación secundaria.

En un sistema de potencia real con cientos de generadores operando en línea, la regulación secundaria resulta ser una labor muy compleja y difícil de realizar en forma manual por los operadores del sistema. A esto, se suman los criterios económicos que tienen una importancia relevante para optimizar costos de operación, al efectuar el reparto de carga entre los generadores.

De esta forma realizar un control de tantas unidades y que a su vez la generación de unas dependan de otras resulta aun más complicado. Este es el caso de una planta de Ciclo Combinado en donde la generación de vapor y a su vez de energía eléctrica depende de la cantidad de calor recuperado de la turbina de gas. A este tipo de control se le conoce con el nombre de Control por Ciclo.

Se decidió que la Planta Generadora El Sauz operará bajo el segundo criterio que es el del Control por Unidad que es más sencillo y que se explica a continuación.

3.2.2.- Control Automático de Generación por Unidad.

En la figura 3.3 podemos observar el Diagrama del control regulador de energía automático para una planta generadora de Ciclo Combinado como el de la planta El Sauz.

Este tipo de control se llama control por unidad ya que cada unidad generadora ya sea la de turbina de gas o la de vapor acepta específicamente una carga seleccionada.

Si se analiza este podemos observar que existen puntos de ajuste (A1) y aceptación de carga de modo que CENACE o CFE pueden mandar la señal de aceptación de carga de acuerdo a la demanda y decidir que unidad aceptará que carga de acuerdo a sus posibilidades de generación. Esto es, una vez que la unidad de vapor o la de gas están en las condiciones óptimas para suministrar la cantidad de energía que requiere la carga se les manda la señal de aceptación de esta carga.

3.2.2.1.- Control del turbogenerador de gas.

Los turbogeneradores de gas cuentan con sus propios sistemas de control. El sistema de control de cada turbogenerador de gas, se constituye básicamente por sus sistemas de control, medición y protección, que permiten en forma automática, arrancar, operar, sincronizar, parar y vigilar la unidad generadora y sus auxiliares, desde la estación local de operación.

El sistema de control de cada turbogenerador se integró con el control distribuido del ciclo combinado, como un nodo nada más, y es comandado de manera remota por el automatismo o por el operador.

A través de las estaciones de operación se pueden seleccionar las tres formas de comando que son:

- Control local manual: la unidad generadora puede operarse en forma manual o semiautomática desde la propia estación de operación local ubicada en la caseta de control de la unidad turbogeneradora.

- Control local automático: La orden de arranque o paro de la unidad será dada desde la propia estación de operación y las secuencias automáticas son ejecutadas por el sistema de control correspondiente. En este caso como el anterior la señalización, alarmas e indicación de los procesos se tendrán en la estación de operación local, así como en las estaciones de operación del cuarto de control central.

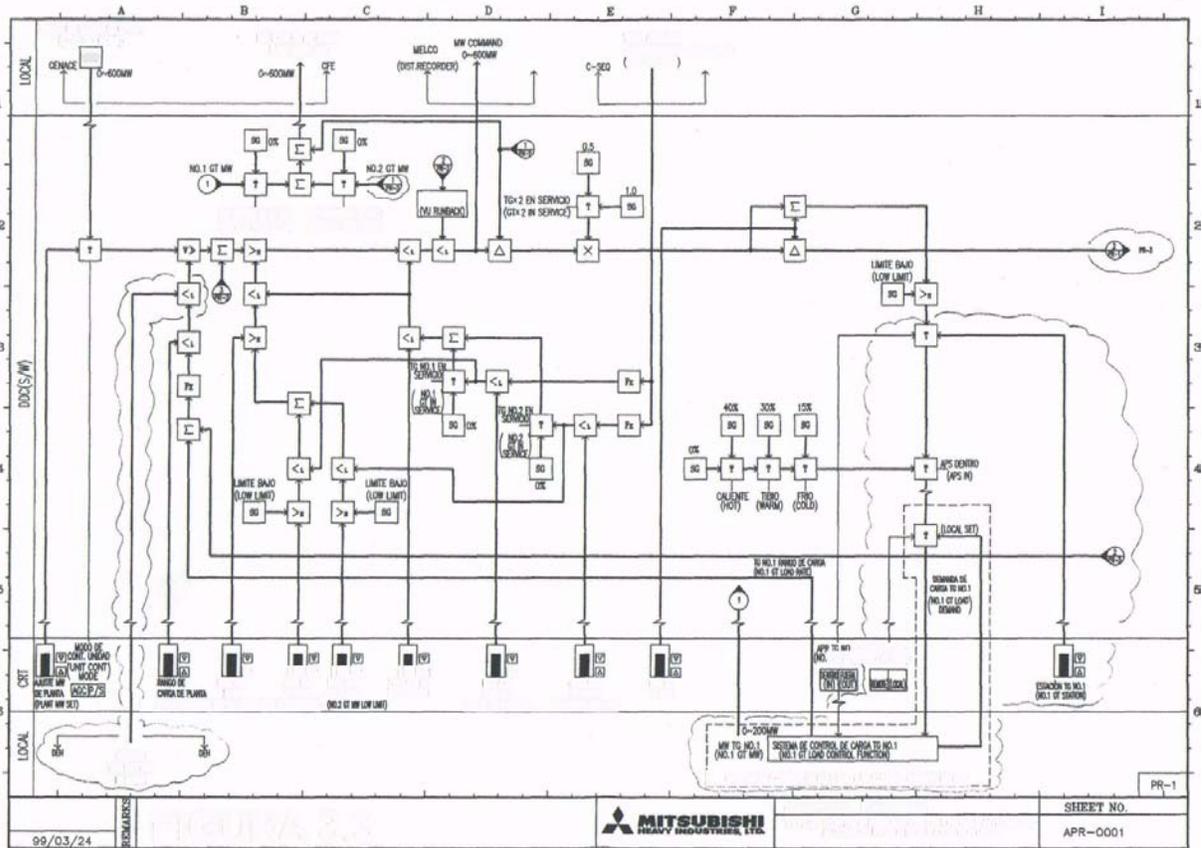
- Control remoto: La unidad será comandada totalmente desde las estaciones de operación remotas en el cuarto de control central. El automatismo se ejecutará siempre a través de su propio equipo. En este caso, la señalización local quedará activa, y el comando será transferido por completo al cuarto de control central.

Se deben considerar todos los bloqueos y permisivos necesarios, así como las señalizaciones, cuando se seleccionen las diferentes formas de control antes establecidas.

3.2.2.2.- Control del turbogenerador de vapor.

El sistema de control del turbogenerador de vapor, se constituye básicamente por sus sistemas de control, medición y protección, los que permiten, en forma automática arrancar, operar, sincronizar, parar y vigilar la unidad generadora y sus auxiliares desde las estaciones de operación del cuarto de control central.

Figura 3.3.- Diagrama del control regulador de energía automático para una planta de CC.



El sistema de control del turbogenerador se integró con el control distribuido del ciclo combinado, como un nodo más y es comandado de manera remota por el automatismo o por el operador.

El sistema es capaz de realizar el procesamiento de datos, alarmas y eventos que permita reportar mediante las estaciones de operación y las impresoras, las curvas de comportamiento, los reportes y las alarmas individuales del turbogenerador de vapor, conservándose en memoria para futuros reportes. Así mismo el sistema de procesamiento de datos será capaz de diferenciar los eventos de disparo con una resolución de 1 ms.

Control Analógico.

El sistema de control analógico del turbogenerador de vapor comprende básicamente la regulación de las siguientes variables:

- velocidad (frecuencia)
- esfuerzos del rotor.
- aceleración
- carga
- derivación de vapor al condensador (by pass)

El sistema de control opera en los modos automático o manual con la asistencia de una guía operador. En los modos de operación, se puede arrancar el turbogenerador desde velocidad cero hasta 100% de carga, pasando por el rodado en vacío, sincronización y toma de carga. Una vez realizada la sincronización, el sistema de control, en un esquema de presión deslizante, lleva al turbogenerador de vapor a operar al régimen de carga óptimo del ciclo combinado de acuerdo a la disponibilidad de vapor. El control de la derivación de vapor permitirá la operación de los turbogeneradores de gas en ciclo abierto.

Control de secuencias de Arranque y Paro del equipo.

El control lógico organizado en sistemas funcionales de proceso ejecuta a solicitud del operador de manera manual o automática los arranques, transferencias y paros del equipo que opera en cada sistema del turbogenerador de vapor. Interactúa con el control analógico de las variables asociadas, habilitando o inhibiendo su acción. Según su complejidad, cada sistema se diseñó jerárquicamente en controles de sistema, grupo o de accionamiento individual.

Supervisorio del turbogenerador de vapor.

El sistema de supervisorio de variables dinámicas del turbogenerador de vapor se instaló en el cuarto de gabinetes electrónicos del edificio eléctrico y de control. Se reporta a través de las estaciones de operación en el cuarto de control central.

El sistema supervisorio se diseñó de acuerdo a la norma API-670 e ISO-7919 en cuanto a la medición de vibración considerando doble sensor del tipo no-contaco por cada chumacera. El sistema tiene capacidad de análisis dinámico en cualquier condición de operación (arranques, variación de carga, carga estable, etc.), por lo que se incluyó el equipo y el software para el procesamiento de datos y presentación de gráficas dinámicas y guías de operación con diagnósticos y recomendaciones operativas.

3.2.3.- Señales de los sistemas de protección.

El sistema de protección debe cubrir todas las condiciones que son: disparo manual, por proceso, por falla de alimentación o problemas eléctricos mayores.

Para el disparo hidráulico se deben suministrar dos válvulas solenoides maestras que se energicen con fuentes diferentes, para asegurar el disparo en caso de falla de energía en una de

ellas. Al disparo de la turbina se deben cerrar las válvulas de regulación y de paro, abriendo las válvulas de derivación de vapor al condensador.



Fotografía 9.- Cuarto de control de la subestación.



Fotografía 10.- Cables de comunicación del cuarto de control de subestación.

Cuando operan las protecciones de la red o del generador eléctrico, se evita el disparo de la turbina reduciendo la carga al mínimo con la finalidad de mantenerla disponible y evitar esfuerzos innecesarios. Si después de un tiempo, las condiciones de riesgo persisten, se activa el disparo general.

3.3.- Telefonía.

El propósito es el de contar con una comunicación confiable y eficaz entre el personal que labora en las diferentes áreas de la planta, así como también con el exterior.

El diseño considera extensiones telefónicas dentro de la casa de máquinas de la unidad de vapor y en el nuevo cuarto de control para el ciclo completo, en el cuarto de control de la Subestación, en el Laboratorio químico, así como en los contenedores de las unidades turbogas 5 y 6, adicionalmente para el nuevo cuarto de control para el ciclo combinado completo se instaló un teléfono con línea directa.

3.4.- Intercomunicación.

Este sistema proporciona comunicación entre dos o más áreas dentro de la planta por medio de los canales de llamada de las estaciones de intercomunicación, cuenta también con un canal de voceo que se usa como localizador de personal para dar instrucciones a través de todos los altavoces de la planta.

En este sistema se incluye la señal de alarma/llamada para evacuación, brigada y paro de labores, la cual podrá ser transmitida a través de los altoparlantes de este sistema.

El sistema de intercomunicación esta comprendido en las siguientes áreas:

- Casa de máquinas (unidad de vapor)
- Desgasificador
- Nuevo cuarto de control para el ciclo combinado completo
- Recuperador de calor
- Bahía de 230 kV, asociada a las unidades turbogas
- Patio de transformadores
- Áreas exteriores en general
- Generador de vapor
- Edificios (almacén, oficinas, talleres, cuartos de proceso ó eléctricos y casetas en general)

Los componentes que constituyen el sistema de intercomunicación son:

a) Estación de intercomunicación. Es un componente del tipo transmisor receptor con dispositivo para ajuste manual de volumen y son acoplables a todos los canales, proporcionando al usuario la facilidad de llevar una conversación fija en dos vías de comunicación, entre la estación originadora de la llamada y la receptora o tomar parte de una conversación entre varias estaciones en cualquier canal (uno a la vez). El canal de voceo es independiente de los de llamadas y permite difundir la voz en todos los altavoces de la planta.

b) Unidad amplificadora de bocina. Es un componente adicional del sistema y se usa para mantener la potencia de salida de los altavoces ubicados en áreas consideradas como de alto nivel de ruido.

c) Unidad de balance. Es un balanceador de potencia en la línea que purifica la salida del sonido por los altavoces, cuando se usa el control de volumen (casi al máximo) inadecuadamente en la estación transmisora.

d) Altavoces tipo trompeta. Son usados para difundir la voz en toda la planta y tiene acoplada una unidad excitadora.

e) Bocinas tipo cono. Difunden la voz en oficinas y cuartos de control, son empotrables en el falso plafón y su control de volumen se instala en la pared.

f) Bocinas tipo bafle. Difunden la voz en oficinas y demás áreas del edificio de control que no cuentan con falso plafón y su control de volumen es remoto y se instala en muros o columnas.

3.5.- Accesorios.

Entre los accesorios con los que se cuenta en la Planta Generadora de Ciclo Combinado El Sauz, están:

- Radios de comunicación
- Torres para las antenas
- Antenas
- Transductores
- Cargador y batería de respaldo
- Apartarrayos

Capítulo 4.- Señales del CENACE.

Objetivo.

En este capítulo pretendemos mostrar la importancia que tiene el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el proceso de Control de generación y las características del SITRACEN como bondades en dicho proceso para la administración y toma de decisiones para resolver los problemas que se presentan.

4.1.- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

A raíz de la nacionalización de la industria eléctrica en 1960, cuando CFE empezó a adquirir el control de los pequeños sistemas y de las plantas generadoras que existían, se hizo necesario una entidad que controlara la operación de esos sistemas que, antes al ser privados, operaban en forma independientes y un poco descoordinados. Dos años después de la nacionalización de la industria eléctrica se creó la llamada “Oficina de Operación Nacional de Sistemas”, en la Ciudad de México, posteriormente se crearon, en varias partes del país, las Oficinas de Operación de Sistemas que es el antecedente de los que hoy es en Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

En esa época no existía la interconexión del país que actualmente tenemos, sino que había sistemas aislados, por ejemplo, el sistema Chihuahua-Torreón, la parte de Nuevo Leon y Tamaulipas que estaba interconectada con Estados Unidos, el sistema llamado Puebla-Orizaba, y poco a poco, CFE hizo un esfuerzo importante para la integración de esos sistemas e interconectarlos y llegar a lo que actualmente es el Sistema Electrico Nacional controlado por el CENACE y por las ocho áreas de control, una de ellas es la de Luz y Fuerza del Centro.

Las ocho áreas de control están ubicadas a lo largo del país, una se ubica en Mexicali Baja California; para la parte de sonora y Sinaloa, al área de control está en Hermosillo, Sonora; para la zona norte que incluye Durango, Chihuahua y un fragmento de Coahuila, el centro de control está en Gómez Palacio, Durango; para Tamaulipas, Nuevo León y parte de San Luis Potosí, en lo que es la Huasteca, el centro de control está en Monterrey, Nuevo León; para la parte de occidente: Jalisco, Aguascalientes y todo el Bajío, el área de control está en Guadalajara, Jalisco; para la zona metropolitana del D.F., Estado de México, Hidalgo, parte de Puebla y Morelos, es decir el área central, el control se localiza en la ciudad de México; para la parte sureste oriental, el centro de control esta en Puebla, Puebla y, para la parte de la Península, el centro de control está en Mérida, Yucatán.

Las zonas de control se pueden apreciar en la figura 4.1.



Figura 4.1.- Áreas de control del CENACE.

4.1.1.- Señales binarias del CENACE.

Antes de describir como es que se implementa el CAG en la Planta generadora el Sauz, mencionaremos las principales señales que el CENACE utiliza para comunicarse con esta planta generadora.

El canal de comunicación que se utilizo entre la Central y el CENACE es el existente que actualmente se utiliza para las unidades en operación, el cual tiene los siguientes componentes, el medio de comunicación del CENACE-UTV es microondas y los protocolos de comunicación Fuji Harris 5000/6000 y ADNP 3.0

Las señales que se consideran para el intercambio de información con el CENACE más son:

- Digitales
- Analógicas
- Acumuladas
- Controles

Las señales que se manejan son las siguientes:

- Tensión de salida del generador, fases A-B, B-C, C-A (kV)
- Potencia activa del generador (MW)
- Registrador de disturbios (dentro/fuera,rest./opera)

- Frecuencia del generador (Hz)
- Control Automático de generación (auto/manual, subir/bajar carga, set point bajo/alto) (solo CENACE).
- Control coordinado (dentro/fuera, restablecer/operado)
- Señales de los sistemas de CD, Potencia activa integrada del generador (MWH)
- Señales de auxiliares de tensión media
- Estado del interruptor de campo del generador
- Relevadores de protección del generador, de los transformadores principales y auxiliares, de excitación e interruptor del generador
- Señales de los interruptores y cuchillas de alta tensión.
- Potencia reactiva integrada del generador (MVARH)
- Señales futuras.

4.1.2.- Control desde el CENACE.

El Centro Nacional de Control de Energía CENACE ubicado en la calle Don Manuelito # 11 es el organismo encargado de controlar la generación, transmisión y distribución de la Energía Eléctrica en nuestro país. Coordina las 6 subáreas de control que componen nuestro país, estas son: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, central y Oriental.

La planta generadora de El Sauz se encuentra coordinada directamente desde la subárea Occidental que también controla El Bajío, y las zonas Centro Occidente y Centro Norte.

En la figura 4.2 podemos observar como se lleva a cabo este control:

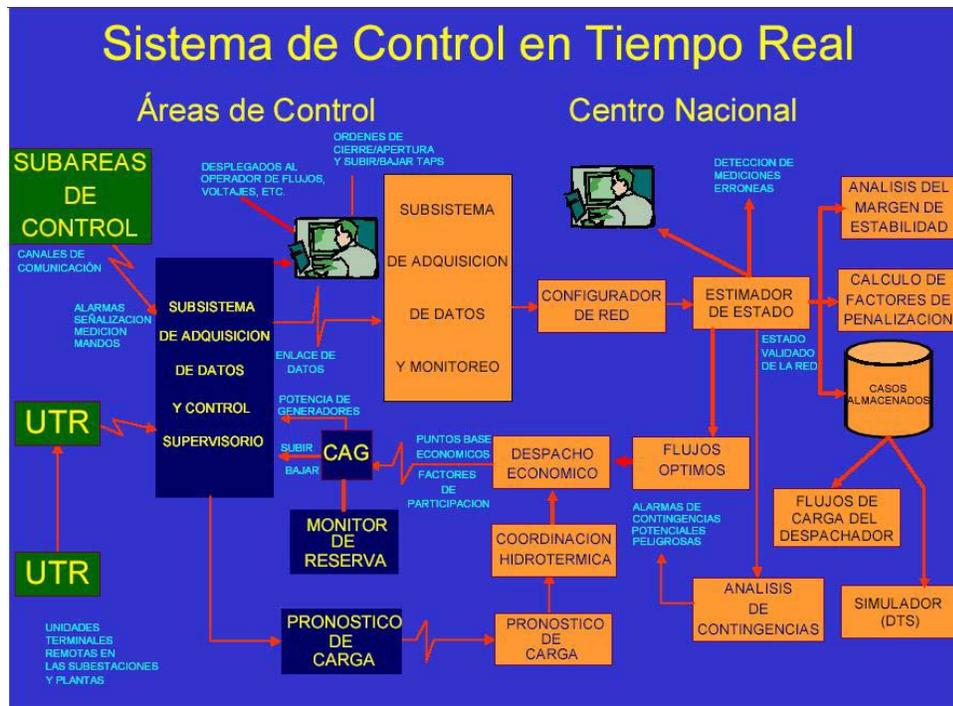


Figura 4.2.- Sistema de Control En Tiempo Real.

4.2.- Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía. (SITRACEN).

Anteriormente los primeros dispositivos usados para implementar el CAG fueron computadoras analógicas. Sin embargo el desarrollo cada vez mayor de la aplicación de las computadoras digitales en el control de procesos ha hecho que tales dispositivos sean una herramienta ideal para la implantación del CAG. Un esquema típico de un CAG digital se muestra en la figura 4.2. Las subfunciones básicas del CAG (cálculo del ECA, CDC y ECU) son realizadas en una computadora digital localizada en los centros de control. A su vez, la computadora tiene como salida las señales de subir o bajar generación por cada unidad de control dependiendo si se encuentran arriba o debajo de la potencia deseada.

Las señales son enviadas a cada planta por medio de un sistema de telemetría digital y sirven para cambiar la referencia de carga/velocidad de los gobernadores de velocidad de las unidades generadoras. Finalmente, la potencia generada por cada unidad es retroalimentada a la computadora del Centro de Control a través del sistema de telemetría digital.

Para estas señales que maneja el CAG, existe un principio básico que señala que la frecuencia de muestreo debe ser por lo menos el doble de la frecuencia más alta del espectro de frecuencias muestreada para tener una reconstrucción adecuada de dicha señal. La experiencia en el uso del CAG ha mostrado que con tiempos de muestreo de 2 a 4 seg. se tienen respuestas aceptables. Sin embargo, existen dos problemas importantes que deben ser considerados al seleccionar el tiempo de muestreo del CAG.

- Medición de señales no simultaneas. Esto ocurre cuando existe un gran número de señales que deben supervisarse (Ej. flujos en enlaces) y puede suceder que al muestrear dichas señales exista un defasamiento considerable en tiempo entre lecturas. Esto se debe al retardo de los dispositivos de medición, lo que causa errores al control.

- Por fallas en los sistemas de medición o telemetría. En este caso pueden agregarse a las señales reales componentes de frecuencias mayores que la de muestreo, causando de esta forma distorsión a la hora de reconstruir dichas señales.

Los problemas anteriores pueden solucionarse utilizando muestreo de las señales en paralelo para acortar los tiempos entre una medición y otra. También, aplicando un filtro analógico antes de muestrear la señal se elimina el ruido de alta frecuencia con lo cual se disminuye el problema de falla en la medición. Así se logra evitar el tener que emplear tiempos de muestreo más cortos por los problemas ya mencionados.

Por lo tanto es importante cuidar la magnitud del error en tiempo y del intercambio inadvertido al utilizar tiempos de muestreo grandes, ya que al tener desviaciones prolongadas en el intercambio y la frecuencia puede hacer que dichos errores crezcan en forma importante.

Por ultimo en la implementación del CAG es común agregar una etapa de filtraje del ECA conocida como procesamiento del ECA, la cual tiene tres objetivos:

- Minimizar acciones innecesarias de control

- Eliminar de la señal de ECA las componentes de frecuencias mayores que el ancho de banda de la respuesta de lazo cerrado del CAG. Esto es con el fin de utilizar solo aquellas frecuencias que puedan ser seguidas en forma efectiva por el control, de acuerdo a las características de respuesta de las unidades generadoras.

- Reducir la integral del ECA, y por lo tanto el error de intercambio inadvertido y de tiempo.

Una vez calculado el ECA es procesado a través de un filtro digital cuya función es eliminar aquellas componentes de señal de alta frecuencia que no puedan ser seguidas en forma efectiva por el CAG considerando la respuesta de los primotores y sus controles. Finalmente, el ECA pasa por un filtro no lineal del tipo de banda muerta ajustable que algunos autores llaman filtro de regulación cuyo fin es minimizar las acciones de control nulificando al ECA cuando su magnitud es pequeña y no rebasa los límites de la banda muerta.

4.2.1.- Del SICTRE a SITRACEN.

Anteriormente el CENACE utilizaba el SICTRE (Sistema de Información y Control en Tiempo Real de Energía) para la adquisición y despliegado de datos del Sistema Eléctrico Nacional para realizar las acciones de control necesarias y así asegurar el suministro de energía en las distintas regiones de nuestro país con continuidad y calidad. Actualmente CFE a través del CENACE utiliza el SITRACEN para estos fines.

La empresa Elsag Bailey para la automatización de procesos a través de su división Bailey Network Management se encargó de suministrar el sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA así como también el sistema EMS RANGER que componen en

conjunto el Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y el Control de Energía SITRACEN utilizado en el CENACE.

En la figura 4.3 podemos observar los sistemas SCADA y EMS RANGER que componen al SITRACEN.

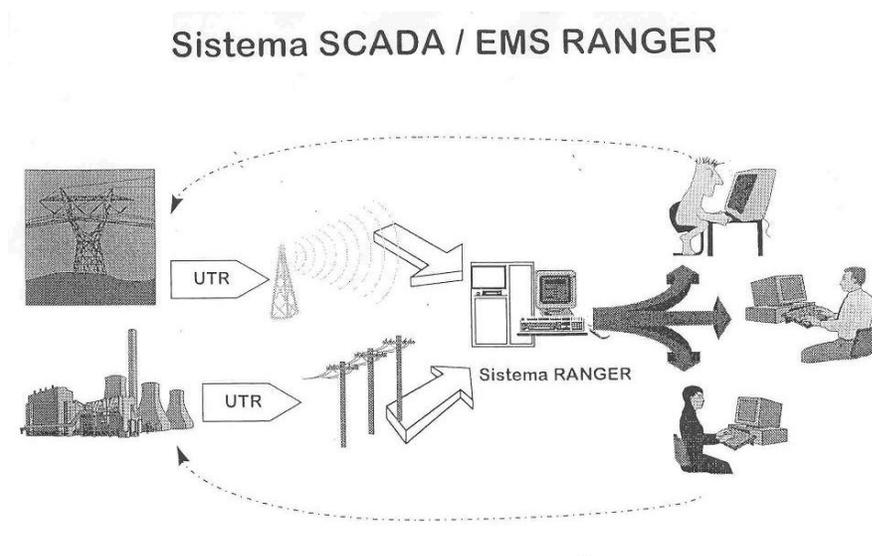


Figura 4.3.- Sistemas que componen el SITRACEN.

SCADA viene de las siglas de "Supervisory Control And Data Acquisition", es decir: adquisición de datos y control de supervisión. Se trata de una aplicación software especialmente diseñada para funcionar sobre ordenadores en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde la pantalla del ordenador. Además, provee de toda la información que se genera en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como de otros supervisores dentro de la empresa: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc.

En este tipo de sistemas usualmente existe un ordenador, que efectúa tareas de supervisión y gestión de alarmas, así como tratamiento de datos y control de procesos. La comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, y están diseñados para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos.

4.2.1.1.- Sistema EMS RANGER.

El sistema RANGER consta de los siguientes componentes:

- El Servidor de Aplicaciones RANGER (RAS): es el corazón del sistema RANGER que controla todas las funciones del sistema, supervisa la estabilidad del sistema y gestiona el procesamiento distribuido de Tareas RANGER. También mantiene la Base de Datos de

RANGER, es decir asegura que los datos queden sincronizados en todo el sistema. De esta manera provee soporte para todas las funciones de SCADA y sus aplicaciones.

- Servidor de Adquisición de Datos RANGER (RDAS): provee servicios funcionales para recoger los datos de las UTRs, verifica la validez de los datos, mantiene la integridad de la base de Datos del RAS, transmite los comandos supervisorios a las UTRs y recibe y verifica las respuestas de los comandos..

También monitorea y controla las líneas de comunicación entre las UTRs y el Sistema EMS RANGER. En este aspecto puede asegurar una vía de comunicación constante hacia la UTR e informa sobre errores al sistema de contabilidad de errores a la vez que mantiene las estadísticas de errores de las UTRs y conmuta automáticamente al canal de reserva ante falla de comunicaciones.

- Servidor de Consola Hombre/Máquina (MMC): cubre las necesidades de las consolas RANGER (estaciones de trabajo) y mantiene una copia parcial de la Base de Datos a fin de que el acceso a los mismos sea rápido.

Provee soporte a las funciones SCADA y mantiene enlaces de comunicaciones con las consolas.

- Consola (Estación de Trabajo) (WS): provee la verdadera interfaz de Usuario del sistema RANGER es quien provee la conexión física directa hacia los dispositivos RANGER que son : Registradores, Mímicos y Servidores de Patrón Horario, es de esta manera la interfaz directa con el servidor de Consola hombre/máquina.

En la figura 4.4 se puede observar la estación de trabajo de RANGER.



Figura 4.4.- Estación de trabajo de RANGER.

4.2.1.2.- Sistema SCADA.

El Sistema SCADA se encarga de la supervisión de datos del sistema eléctrico tanto en las plantas generadoras como en las líneas de transmisión, dichos datos son enviados a través de las Unidades de Transmisión Remotas (UTRs) al sistema RANGER para ser mostrados finalmente a los operadores en el CENACE por medio de desplegados en Full Graphics Figura 4.3

El sistema de supervisión, control y adquisición de datos SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

El sistema SCADA realiza tres funciones principales dentro del SITRACEN:

a) Recoge y procesa datos de la UTRs: estados, mediciones y contadores de Energía, realiza la conversión en unidades de ingeniería.

b) Control supervisorio: realiza en este aspecto transmisión de comandos, colocación y retiro de marcas tales como:

-Inhibir control

- Inhibir cierre.

-Información en general.

Puede también inhibir y activar alarmas de las UTRs.

c) Procesamiento de Alarmas: al informar al operador sobre las condiciones del sistema puede registrar eventos significativos y ejecuta los programas necesarios al alarmarse un punto o al cambiar éste. Tiene la bondad de desplegar listas de alarma por nombre de subestación, además el estimador de estado puede llamar a un desplegado mediante la selección del mensaje de alarma.

Representación de datos con gráficos.

La representación de datos con gráficos se realiza mediante desplegados Full Graphics como se puede ver en la figura 4.5.



Fig. 4.5.- Desplegados Full Graphics.

Consideramos importante mencionar la amplia funcionalidad del SCADA.

1. Realiza cálculos en Tiempo Real.- Permitiendo que el operador defina ecuaciones matemáticas y fórmulas y los valores calculados se pueden tratar como si fueran valores calculados.

Es importante tomar en cuenta que las fórmulas y ecuaciones pueden contener operadores aritméticos y lógicos (binarios , IF, THEN, ELSE; . . .) así como también funciones exponenciales y trigonométricas

2. En el aspecto Histórico de RANGER.. Se pueden retener datos.

3.- Tiro y Restauración de carga.- Aspecto importante en la distribución de carga de nuestro país; el sistema SCADA puede calcular automáticamente Tiro y restauración deseada, Disponibilidad de Tiro-Restauración y Carga realmente tirada y restaurada.

Este tiro y restauración de carga se puede realizar mediante la especificación de conjuntos de interruptores e interruptores individuales dentro de los conjuntos.

4.- Monitoreo de Errores de Medición.- Se comparan periódicamente puntos específicos de lectura MWh con los valores de integración de MW y se alarman las diferencias excesivas.

5.- Análisis de disturbios.- El sistema puede generar un registro detallado de los datos al ocurrir ciertos eventos ya sea automáticamente después de ocurrir el evento o manualmente a pedido del operador. Dichos registros pueden visualizarse en forma de Desplegados de RANGER o con registro Loggin que son informes automáticos en papel.

Aplicaciones de SCADA

Dentro de las aplicaciones del sistema SCADA tenemos el Historiador, Mímico, Monitoreo de Errores de Medición, Cálculos de Tiempo Real, Reducción y Recuperación de Cargas y Análisis de Disturbios.

A continuación describimos cada una de estas aplicaciones:

- **Mímico:** dentro de esta aplicación se actualizan las señales del mímico para reflejar las siguientes condiciones:

- Condiciones de alarma

- Estado de energización de líneas de Transmisión para el paquete de Procesador de Estados de Equipos

- Estados de Puntos de la base de datos de Tiempo-Real

Los Puntos de estado y analógicos pueden emplearse en la señalización

Los estados de energización y conectividad de líneas y transformadores pueden determinarse automáticamente para manejar las señales. Sólo disponible con la opción de Aplicación de Potencia Avanzadas

- **Cálculos de Tiempo-Real:** en esta opción se realizan operaciones algebraicas y lógicas definidas por el operador empleando estados y analógicos de la RTDB y se registra la hora del día y evento definido.

Las ecuaciones y fórmulas pueden contener operadores aritméticos y algebraicos, funciones exponenciales y trigonométricas así como también operadores (IF-THEN-ELSE, = <>, etc.)

Se salvan los resultados en forma de estados o analógicos en la RTDB y se permite la definición de cálculos en línea así también se realiza la verificación de límites sobre cada valor calculado y se generan alarmas ante detección de exceso de límite.

• **Análisis de Disturbios:** provee la posibilidad de registrar un conjunto de puntos de tiempo-real para su análisis posterior. El registro puede dispararse por:

- Automáticamente al ocurrir un evento, o

- Manualmente por el operador

Los datos recogidos pueden ser:

- Observados en despliegues

- Impresos en reportes

- Almacenados y recuperados en/de archivos

- Se puede realizar una traza de tendencia sobre un punto de medida

El registro se detiene si:

- El evento de disparo retornó a su estado normal

- Expiro un timer ajustable

- Un operador detiene el registro

Se pueden realizar varios registros durante la misma hora del día

Un conjunto de estados y analógicos pueden relacionarse con un conjunto de disparadores:

- Un disparador se emplea en iniciar un registro

- Un punto de estado que no esté en su condición normal es un disparador

- Un punto analógico que exceda sus límites es un disparador

Se pueden agregar, modificar y eliminar disparadores, puntos de estado y puntos analógicos.

• **Reducción y Recuperación de Cargas:** provee una selección-ejecución manual de las siguientes funciones:

- Reducción de cargas

- Recuperación de cargas

Reducción/ Recuperación realizadas con bloques específicos e interruptores individuales dentro del bloque.

• **Monitoreo de Errores de Medida:** verifica la diferencia entre un valor telemedido de acumulador para MWh y la integral de un valor telemedido en MW.

Se alarma la diferencial que exceda de un límite, se despliega y registra las diferencias que exceden un determinado límite. Los puntos con errores de telemetría o desactivados se consideran inválidos.

• **Historiador de Ranger:** recoge Datos de RANGER para su archivo y la retención de Históricos posee las siguientes características

- Recoge varios tipos de datos:

+Estados

- + Analógicos
- + Acumuladores
- + Datos de la base de Ranger
- + Múltiples algoritmos de compresión para minimizar el espacio de almacenado en disco

La salida puede ser tabular o despliegue visual.

La interfaz a los PC's esta basada en software comercial de Microsoft (Excel, Access, Word, etc) y usa lenguaje de programación de PC para aplicaciones especiales.

APLICACIONES AVANZADAS.

Dentro de las aplicaciones avanzadas se consideran:

1.- Control de Generación: es quizás la aplicación más importante en la que se regula la potencia de las unidades para mantener la frecuencia del sistema.

2.- Planificación de la producción: En esta aplicación se puede utilizar al sistema SCADA como una herramienta de decisión a corto plazo para determinar la programación más económica de generación e intercambios para minimizar los costos de operación y el costo de producción eléctrica.

En este aspecto podemos mencionar que se emplean técnicas de inteligencia artificial tales como el uso de Sistemas Expertos que le permiten al operador plantear soluciones a través del desplegado de ecuaciones matemáticas para la solución de problemas.

3.- Análisis de Redes: En este punto se obtiene una mejor estimación sobre el estado del sistema de potencia y se propicia el desarrollo de estrategias tendientes a mejorar la seguridad del sistema eléctrico.

4.- Flujo de Cargas optimizado: Provee recomendaciones sobre la configuración del sistema de potencia con el objetivo de alcanzar mínimo costo, mínima desviación, mínima pérdida de potencia real y mínima pérdida de potencia reactiva.

4.2.2.- Control Automático de Generación (CAG).

El CAG es un subsistema integrado del Control de Generación de SCADA que tiene como fin el regular la salida de las unidades generadoras.

Se estableció un control de Lazo cerrado para cumplir los requisitos económicos, ambientales y de regulación. Dicho lazo se puede observar en la figura 4.6

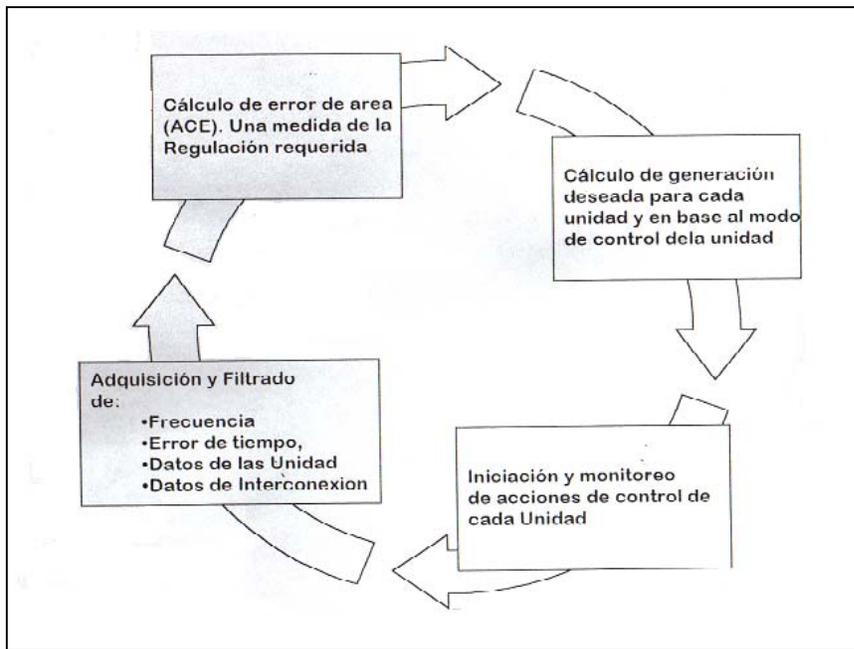


Figura 4.6.- Control de lazo cerrado.

La implementación del CAG en el SITRACEN tiene como objetivos reducir el desgaste excesivo, mantenimiento y reparación de las unidades generadoras, regular la frecuencia del sistema y el intercambio neto de área a los valores programados, calcular el ECA y la generación deseada por unidad.

Despacho económico.

El despacho económico de SITRACEN tiene como objetivos:

- Establecer los puntos de operación óptima minimizando el costo de producción total, considerando los efectos de las pérdidas de transmisión mientras respeta los rangos económicos y de respuesta de las unidades.
- Utiliza selectivamente las curvas de calor de las máquinas, calderas de combustible múltiples, valor del agua y curvas marginales del agua.
- Realiza ejecuciones disparadas por eventos, como secuencias de cambios importantes en el sistema de potencia o en las unidades, asegurando cálculos a tiempo y puntos óptimos.

4.2.3.- Señales Analógicas.

Las señales analógicas de potencia activa, frecuencia, tensiones y disturbios son enviadas a través de las UTR's a los centros de control como el CENACE para su análisis y procesamiento en el SITRACEN y realizar las acciones pertinentes de acuerdo a la información recibida.

4.2.4.- Señales Binarias.

Los protocolos de comunicación utilizados como ya se vio anteriormente son Fuji Harris 5000/6000 y ADNP 3.0.

El EMS RANGER ya maneja las señales en forma digital también de tensión, potencia activa, disturbios, frecuencia, control automático de generación, control coordinado, estado del interruptor, relevadores, etc.

4.3.- Disparos.

4.3.1.- Equipo de Medición de Energía Eléctrica.

Se instalaron y probaron los transformadores de corriente y potencial inductivo en la frontera eléctrica entre Generación y Transmisión, así como los gabinetes con instrumentos de medición necesarios para la facturación de energía vendida. Estos gabinetes fueron instalados en el cuarto de control de la subestación existente.

Los transformadores de corriente y potencial son de tipo pedestal y deben ser exclusivos para el equipo de medición para facturación.

Por cada transformador principal se incluyeron tres transformadores de potencial inductivo y tres transformadores de corriente, así como dos equipos de medición para facturación tal como se describe a continuación:

Tres transformadores de potencial inductivo para sistema con tensión nominal 230 kV, relación de transformación 138000:115/69-115/69 V, conexión de fase a tierra, NBAI 1050 kV; distancia específica de fuga mínima de fase a tierra de 4.5 cm/kV, clase de precisión 0.3 W,X,Y,Z; con 2 devanados secundarios de las mismas características, cada uno con su caja y block de conexiones independiente con facilidad para instalar sellos de seguridad, servicio intemperie.

Tres transformadores de corriente para sistemas con tensión nominal de 230 kV, relación de transformación (la corriente fue definida considerando la máxima corriente de salida)/5-5 A, NBAI 1050 kV, distancia específica de fuga mínima de fase a tierra de 4.5 cm/kV, clase de precisión 0.3 B4.0, con dos devanados secundarios de las mismas características, cada uno con su caja y block de conexiones independientes con facilidad de instalar sellos de seguridad, servicio intemperie.

Dos equipos de medición multifunción completos conectados en línea, con accesorios, software actualizado y protocolos de comunicación, cuyas características generales son:

- Medidor de estado sólido multifunción, programable mediante software propietario para integrar los parámetros seleccionados con una clase de exactitud de 0.2 %. Para operar en un circuito de 3F- 4H- CONEXIÓN ESTRELLA a 120 VCA, corriente nominal de 5 Amperes, clase 10, constituido físicamente por tres elementos.
- Pantalla electrónica para mostrar los parámetros programados.
- Dispositivo manual de borrado de la indicación de demanda

- Dispositivo manual para visualizar parámetros de operación en modo alterno.
- Dispositivo óptico para acceder al medidor mediante una PC portátil para efectos de programación y lectura.
- Memoria masiva para almacenamiento del perfil de carga de cuando menos 4 parámetros durante 35 días, los cuales deben ser recuperados mediante software propietario
- Módem interno de velocidad auto ajustable desde 300 a 9600 Baud para comunicación telefónica y capacidad de realizar conexiones sucesivas e ininterrumpidas hasta con ocho medidores iguales.
- Puerto serie RS_232 de velocidad programable de 1200 a 9600 Baud.
- Capacidad de transferencia de la señal de tiempo hacia otros medidores iguales o similares con la finalidad de sincronizar la integración de demanda en memoria masiva.
- Capacidad de programar la integración de la demanda máxima en intervalos de 15 minutos utilizando el sistema de integración por bloques y demanda rolada considerando 3 subintervalos de 5 minutos cada uno.
- Medición de energías activas y reactivas en forma bidireccional en cuatro cuadrantes, mostrando en pantalla valores instantáneos e integrados y grabando el perfil de carga en memoria, integración de energías y demandas bajo el concepto de tarifas horarias con cuatro estaciones, cuatro días típicos, ocho horarios de cambio por cada día típico.
- Medición de voltajes y corrientes mostrando en pantalla valores instantáneos o promedios y grabando el perfil en memoria.
- El medidor tiene capacidad de proporcionar señales de salida en función de pulsos para fines de controlar demandas en formato K-Y-Z para energías y tiempo.
- El equipo de medición será tipo tablero o socket para instalarse en un gabinete exclusivo y dentro de una caseta.

Para la telemedición (comunicación remota del medidor con un a PC), se cuenta con una línea telefónica dedicada, protegida con un aislador óptico.

La medición es en tiempo real, para lo cual el medidor integra valores instantáneos en un tiempo mínimo de un segundo, para la transmisión de datos se necesito de una interfase del medidor con capacidad al mismo de integrarlo simultáneamente a través de tres puertos, uno para acceso local, otro para acceso a través de un sistema SCADA, y otro para comunicación vía telefónica.

4.3.2.- Equipos de Monitoreo en Línea.

El generador eléctrico se complementa con un sistema para detección y monitoreo de descargas parciales durante operación, incluyendo antenas sensoras planas con aislamiento (colocadas sobre el aislamiento de la bobinas del estator y próximas a las cuñas), cajas de terminales, conjunto de adquisición de datos en tiempo real, software para graficación en tres dimensiones.

El generador también cuenta con un sistema de monitoreo en línea para detectar en el hidrógeno o aire de enfriamiento partículas submicrómicas emitidas por sobrecalentamiento de los materiales, enviar señales de alarma y tomar muestras para analizar los gases combustibles. La señalización se tiene en forma local y remota mediante señales de 4-20 mA y contactos secos.

Para el transformador principal de la unidad de vapor se tiene un sistema para detección y monitoreo continuo en línea de gases disueltos en el aceite, con microprocesador de control, procesamiento digital de datos, software para acceso y programación local desde una computadora portátil.

4.3.3.- Unidades de disparo (corrientes de corto circuito).

En el caso de los sistemas auxiliares de tensión media, tenemos que estos son los que alimentan a los motores y a los equipos de media tensión.

Para la unidad de vapor se tiene un conjunto de transformador de auxiliar y tablero de media tensión.

Los sistemas de auxiliares de media tensión de la unidad turbogeneradora de vapor alimenta los auxiliares del ciclo combinado completo, incluyendo los alimentadores de enlace con las unidades turbogeneradoras de gas existentes, y estos alimentadores tienen interruptores en ambos extremos.

Las transferencias de alimentación tanto entre los sistemas nuevo con los sistemas de media tensión existentes son manuales y automática con verificación de sincronismo y con bloqueos para evitar conectar en paralelo cualquier par de sistemas.

Los interruptores de alimentador para el CCM (centro de control de motores), tienen unidades de disparo por sobrecorriente, del tipo estado sólido, incluyendo los sensores de corriente, para protección en las tres fases y de fallas a tierra con indicación local e individual por operación de cada una de las protecciones, con un botón de restablecimiento.

Estas unidades de disparo comprenden los siguientes tipos o combinación de ellos:

- Elemento de tiempo diferido largo (L)
- Elemento de tiempo diferido corto (C)
- Elemento instantáneo (I)
- Elemento de falla a tierra (T)

Cada unidad de disparo recibe la señal de tres sensores de corriente (transformadores de corriente).

Los tres tipos de transformadores de corriente que se instalaron son los siguientes:

- Sensores tipo ventana, montados en los contactos principales estacionarios.
- Tipo dona para el paso de cables de cobre con aislamiento de 600 volt
- Tipo devanado.

4.3.4.- Esquemas de Disparo Automático de Generación (DAG) y Control Automático de Generación (CAG).

Disparo Automático de Generación (DAG).

El disparo automático de generación será suministrado por la Comisión Federal de Electricidad en la planta o por el un operador desde CENACE, y dicho enlace fue considerado para señalizar en el nuevo cuarto de control para el Ciclo Combinado.

El control de secuencias de arranque y paro del equipo en un turbogenerador de vapor como es el caso del turbogenerador de vapor de El Sauz, es un control lógico organizado en sistemas funcionales de proceso que ejecuta a solicitud del operador ya sea de forma manual o automática los arranques, transferencias y paros del equipo que opera en cada sistema del turbogenerador de vapor. Interactúa con el control analógico de las variables asociadas, habilitando o inhibiendo su acción. Según su complejidad, cada sistema se diseñó jerárquicamente en controles de sistema, grupo o de accionamiento individual.

Control Automático de Generación (CAG).

El control automático de generación de la planta lo realiza el CENACE a través de las interfases con el sistema de control de la unidad y el CENACE, tal y como ya se describió anteriormente.

Capítulo 5.- Conclusiones y recomendaciones.

Realizar el control de tantas y diferentes unidades generadoras resulta un proceso muy complejo ya que es necesario tomar en cuenta la capacidad de generación de estas, el monitoreo de sus reservas, sus rangos económicos y sus respuestas, considerando la distribución y aumento de carga. De tal forma que en una planta de Ciclo Combinado como es el caso de El Sauz, resultaría aun más difícil realizar el control por ciclo ya que la energía eléctrica que genera la unidad de vapor depende del calor recuperado de la turbina de gas. Es por ello que en la Coordinación del proyecto se decidió realizar el control por unidad y así manejar al generador de vapor como una unidad independiente, que desde luego generará el fluido eléctrico una vez que alcanza las condiciones de operación necesarias.

Sabemos que desde los primeros inicios de los Sistemas Eléctricos de Potencia uno de los más grandes problemas a resolver además de las fallas en dichos sistemas es y ha sido el control de las unidades generadoras, para generar y distribuir la generación según el número de unidades que se tengan y las áreas de demanda. Resulta así en nuestro país necesario un sistema de Control Automático de Generación que permita regular al sistema de potencia de forma que no baje o suba su frecuencia hasta un valor que resulte perjudicial para este sistema y que además se necesita asegurar la distribución de energía con calidad, confiabilidad, seguridad y continuidad.

Es por esto que podemos concluir que es necesario y en muchos casos indispensable el Control Automático de Generación no sólo en la planta generadora El Sauz sino en general en todo el país.

Es indispensable contar con un sistema de control que ayude a tomar las decisiones necesarias y realizarlas en casos tan específicos como pueden ser: el tiro y restauración de carga, la salida y entrada de operación de las unidades generadoras, fallas en las líneas de transmisión y distribución.

También dicho sistema deberá calcular el ECA y una vez calculadas y seleccionadas las capacidades de las unidades generadoras, realizar El Disparo Automático de Generación (DAG) ya sea desde la planta o desde el CENACE.

Se necesitan así las características del sistema RANGER y del Sistema SCADA para tomar decisiones acertadas a cerca de la generación y distribución de generación tanto del punto de vista técnico como económico. Tales decisiones tienen una influencia decisiva en asegurar la calidad, seguridad y continuidad del suministro de energía eléctrica en todas las áreas geográficas del país.

Esto a través del uso de los sistemas expertos que maneja el SITRACEN desplegando la información y modelos necesarios para resolver los problemas de aumento de demanda en las áreas de control y la distribución de generación de las plantas ya sea en su demanda base o picos, incluso es de utilidad hacer uso de las bondades del SITRACEN para realizar acciones que aunque a primera vista parezcan poco ortodoxas pero en la práctica resultan vitales, tal como es el caso de tirada y restauración de carga.

Creemos que al hacer uso de este tipo de tecnología en nuestro país podemos aprender mucho a cerca de los sistemas de control y comunicación modernos y la utilización de sistemas de inteligencia artificial para su posterior retroalimentación que nos permitirá plantear mejoras en estos sistemas y soluciones a los problemas que se vayan presentando en el Sistema Eléctrico Nacional.

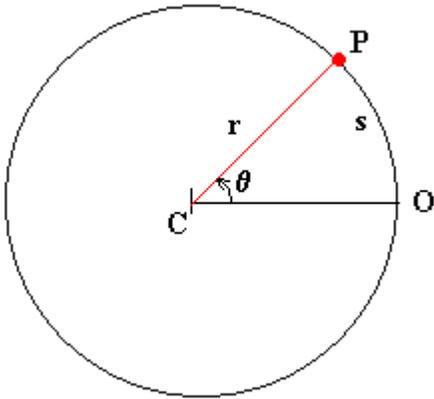
Entre las ventajas que se tienen al implementar el Control Automático de Generación se tienen las siguientes:

- Implementación Jerarquizada (CENAL,CCAs)
- Reduce el desgaste excesivo, el mantenimiento y la reparación de la unidad mediante el monitoreo de la respuesta y la aplicación de restricciones operativas.
- Regula la frecuencia del Sistema
- Regula el Intercambio Neto de Área a los valores programados
- Calcula el ACE
- Calcula la Generación deseada por unidad
- Realiza el control a lazo cerrado de las unidades específicas
- Cumplimiento total con los lineamientos NERC y WSCC

Glosario de términos.

A.1.- Movimiento Angular: se define movimiento circular como aquél cuya trayectoria es una circunferencia. Una vez situado el origen O de ángulos describimos el movimiento circular mediante las siguientes magnitudes.

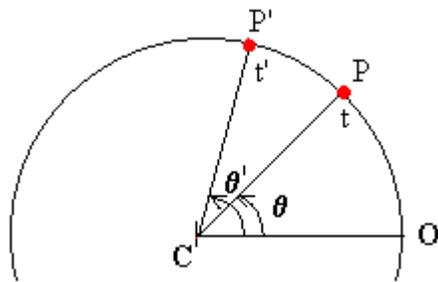
Posición angular, θ :



En el instante t el móvil se encuentra en el punto P. Su posición angular viene dada por el ángulo θ , que hace el punto P, el centro de la circunferencia C y el origen de ángulos O.

El ángulo θ , es el cociente entre la longitud del arco s y el radio de la circunferencia r , $\theta=s/r$. La posición angular es el cociente entre dos longitudes y por tanto, no tiene dimensiones.

Velocidad angular, ω :



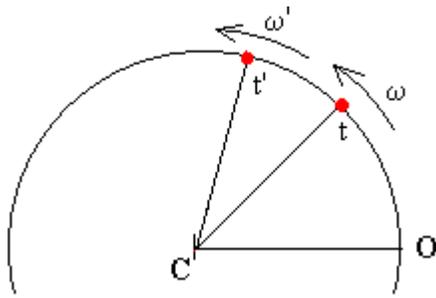
En el instante t' el móvil se encontrará en la posición P' dada por el ángulo θ' . El móvil se habrá desplazado $\Delta\theta=\theta'-\theta$ en el intervalo de tiempo $\Delta t=t'-t$ comprendido entre t y t' .

Se denomina velocidad angular media al cociente entre el desplazamiento y el tiempo.

$$\langle \omega \rangle = \frac{\Delta\theta}{\Delta t}$$

Como ya se explicó en el movimiento rectilíneo, la velocidad angular en un instante se obtiene calculando la velocidad angular media en un intervalo de tiempo que tiende a cero.

Aceleración angular, α :



Si en el instante t la velocidad angular del móvil es ω y en el instante t' la velocidad angular del móvil es ω' . La velocidad angular del móvil ha cambiado $\Delta\omega = \omega' - \omega$ en el intervalo de tiempo $\Delta t = t' - t$ comprendido entre t y t' .

Se denomina aceleración angular media al cociente entre el cambio de velocidad angular y el intervalo de tiempo que tarda en efectuar dicho cambio.

$$\langle \alpha \rangle = \frac{\Delta\omega}{\Delta t}$$

La aceleración angular en un instante, se obtiene calculando la aceleración angular media en un intervalo de tiempo que tiende a cero.

Momento de Torsión

El momento de torsión (o momento) derivado de la acción de una fuerza en torno a un eje, es una medida de la efectividad de la fuerza para producir una rotación en dicho eje. Se define como el producto de la fuerza y la distancia perpendicular desde el eje de rotación a la línea de acción de la fuerza. Esta distancia perpendicular se llama brazo de palanca (o brazo de momento).

$$\text{Momento de torsión} = T = (\text{fuerza}) * (\text{brazo de palanca})$$

Las unidades del momento de torsión son $N \cdot m$ o $\text{libras} \cdot \text{pie}$

Momento de inercia: para conseguir que una pieza empiece a girar, hay que ejercer un par de fuerzas. La pieza adquiere, en consecuencia, una aceleración angular. Esta aceleración aumenta de forma proporcional al par aplicado, y depende también del momento de inercia de la pieza. Este parámetro incorpora información sobre la masa de la pieza, y de cómo la masa está distribuida alrededor del eje de rotación.

Para una masa puntual, el momento de inercia se calcula como

$$I = m r^2$$

I : momento de inercia

m : masa

r : distancia de la masa al eje

Para calcular el momento de inercia de una pieza se divide ésta en partes, y se suman las contribuciones de todas las partes.

La relación entre el par aplicado a la pieza y la aceleración adquirida resulta ser

$$M = I \alpha$$

M : par aplicado

α : aceleración angular de la pieza

Las piezas ligeras y con su masa distribuida cerca del eje presentan un momento de inercia muy bajo, y se acelerarán con facilidad. Por contra, para acelerar piezas pesadas y con parte de su masa distribuida lejos del eje, es necesario aplicar un par de fuerzas considerable.

A.2.- Potencia

La potencia se define como al rapidez con la que se realiza el trabajo. Es decir,

$$\text{Potencia} = \frac{\text{trabajo realizado}}{\text{lapso de tiempo dado}}$$

La potencia mecánica viene dada por el momento de torsión y la velocidad angular, es decir:

$$\text{Potencia} = P = T\omega$$

Esta resulta ser la potencia que la turbina le entrega al generador.

Mientras que la potencia eléctrica viene dada por la siguiente ecuación:

$$P = V * I * \text{Cos} \theta$$

Esto se ve mas claro en el esquema de una planta eléctrica:

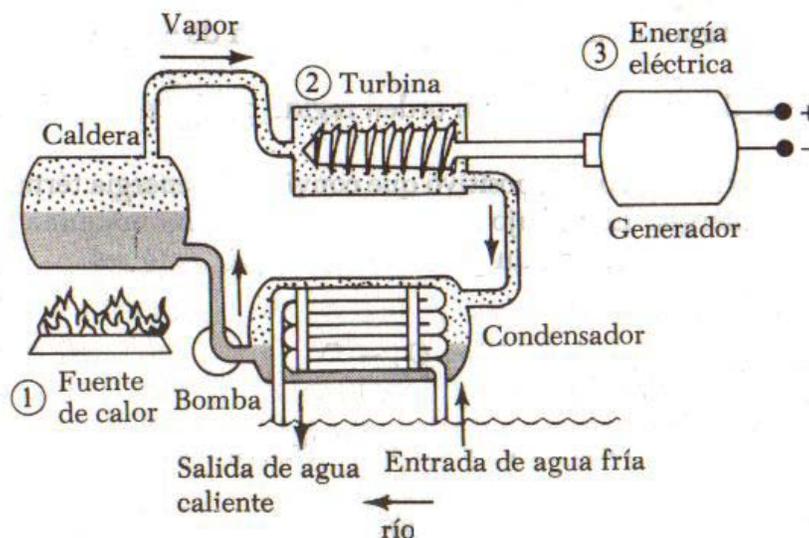


Diagrama Esquemático de una Planta de Energía Eléctrica

A.3.- Monitoreo de reservas.

• Definición de Reservas por Unidad Generadora.

- Reserva Rodante: es la diferencia entre el límite máximo de potencia activa y la generación actual de todas las unidades en línea, limitada por la máxima velocidad de respuesta de la unidad por un período de tiempo sintonizable (10 minutos).
- Reserva Disponible por unidad: es igual al límite máximo de potencia activa de las unidades fuera de línea disponibles.

Definición de Reservas del Sistema.

- La Reserva Rodante del Sistema es la suma de las reservas rodantes de las unidades.
- La Reserva Disponible del Sistema es la suma de las reservas disponibles de las unidades.
- La Reserva Operativa del Sistema es la suma de la Reserva Rodante del Sistema más la Reserva Disponible del Sistema.

Bibliografía.

- Plantas Eléctricas. C. Luca
- Electric Power Stations. T. H. Carr
- Hydraulic Turbines. Daugherty
- Centrales Eléctricas. F.T. Morse
- Centrales y Redes Eléctricas. Th. Buchhold, H. Happoldt
- Física . R.A. Serway
- Curso de Control de Generación. CENACE Área de Control Noreste. Monterrey N. L. Mayo de 1990.
- Generalidades del Sistema RANGER para el sistema SITRACEN de C.F.E.
- Documentos de Licitación de CC El Sauz conversión de TG a CC
- Dinámica de Sistemas Físicos. Ogata
- Análisis de Circuitos en Ingeniería. William H. Hayt, Jr, Jack E. Kemmerly
- Física para estudiantes de Ingeniería. Frederick J. Bueche.

Artículos.

- Introducción al control de generación en grandes redes eléctricas. Mauricio Cano E. Juan M. Ramírez, Miembro de IEEE.
- Importancia de los Sistemas de Tiempo Real, Pedro Guevara López, Ingeniero IPN