



Universidad Nacional Autónoma de México

Escuela Nacional de Estudios Profesionales "Aragón"

Facultad de Ingeniería

**Uso de la Instrumentación Electrónica en las
Centrales Termoeléctricas Actuales. Su Impacto
en los Índices de Confiabilidad y Disponibilidad**

T E S I S

Que para obtener el título de :

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

p r e s e n t a :

ALBERTO JUAREZ SANCHEZ

México, D. F.

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C o n t e n i d o

Prólogo

I	Introducción	1
II	Variables de medición	11
II.1	Introducción	11
II.2	Medición de presión	12
II.3	Medición de temperatura	17
II.4	Medición de nivel	25
II.5	Medición de vibración	32
II.6	Medición de flujo	36
III	El desarrollo de la instrumentación en el control de proceso	47
III.1	Introducción	47
III.2	Instrumentación mecánica	61
III.3	Instrumentación hidráulica	64
III.4	Instrumentación neumática	71
IV	La electrónica en la instrumentación	81
IV.1	Introducción	81
IV.2	Instrumentación especializada	86
IV.3	Instrumentación miscelánea	105

V La aplicación electrónica en los sistemas típicos de una central termoelectrica	111
V.1 Introducción	111
V.2 Sistema de condensado	112
~ ~ V.3 Sistema agua de alimentación	120
V.4 Sistema control de turbina	124
V.5 Sistema control de caldera	130
VI Indices de confiabilidad y disponibilidad	145
VI.1 Introducción	145
VI.2 Análisis	154
VI.3 Resultados	183
VII Conclusiones	187

Referencias

Prólogo

Los conocimientos que en la escuela profesional se adquieren no siempre son lo suficientemente completos como para poder ser comparados con lo que sucede ya en la vida profesional. Por ello, el propósito de este trabajo es infundir en el estudiante un entendimiento y confianza dentro del campo de aplicación que tiene actualmente la instrumentación electrónica, y de esta forma ponerlos al tanto de lo que será cuando ingresen a la industria en tanto adquieran una formación firme de la misma.

Considero que la realización de este trabajo bajo la -- supervisión IIE-UNAM ha sido de vital importancia, ya que de esta forma se le da un mejor enfoque realístico a lo que hoy cada vez se hace más necesario, es decir, una mayor relación escuela-industria. Este trabajo puede ser útil como complemento para materias de los últimos semestres de ingeniería, tales como metrología ó instrumentación industrial.

En los tres primeros capítulos se dan las bases teóricas del funcionamiento de una unidad termoeléctrica fósil, las variables físicas más usuales que tienen lugar en los procesos de la misma, y de la instrumentación aplicable en ella hasta antes de la aparición de la puramente instrumentación electrónica.

El cuarto capítulo trata lo referente a la instrumentación electrónica que es aplicable en el control y supervisión de los procesos termoeléctricos.

En el quinto capítulo, se describe brevemente a cada uno de los sistemas típicos de una unidad termoeléctrica, aplicando en cada uno de ellos la instrumentación tratada anteriormente para la obtención de su sistema de control respectivo.

Finalmente, en el capítulo sexto se hace un análisis de confiabilidad y disponibilidad para algunos sistemas de control (obtenidos en el capítulo anterior). Para ello, primeramente se dan las bases teóricas, parámetros y estrategias que se utilizan y que se deben seguir para el logro de dichos análisis.

Espero que este trabajo cumpla con su objetivo, contribuyendo a la mejor comprensión del uso que está teniendo en la actualidad la instrumentación electrónica, en las centrales termoeléctricas, y que con ayuda de las referencias dadas al final sobre el tema, se llegue a el óptimo entendimiento sobre la aplicación adecuada de dicha instrumentación para el bien y mejoramiento de la industria al servicio del hombre.

El sustentante.

Capítulo I

Introducción

La generación de energía eléctrica al servicio del hombre ha sido el medio para elevar su nivel de vida. Dondequiera que la generación de energía eléctrica se usa general y extensamente por la población, el nivel de vida es el más alto. Desgraciadamente, también, estas sociedades presentan las mayores complejidades del sistema social. La influencia de la potencia mecánica se hace sentir principalmente en el transporte. El mayor impulso que se da a las "ruedas en la industria" en la actualidad es con el motor eléctrico.

Por lo que respecta a las vías de comunicación, el teléfono, el telégrafo, y también la radio y la televisión, pueden añadirse a la lista de adelantos que se han añadido a la seguridad, comodidad y, a la alegría de vivir. De manera que el impulso que se les ha dado a las centrales generadoras de energía eléctrica (a mediana, y completa carga) han contribuido decididamente al desarrollo actual de la industria-bienestar humano, como consecuencia de sus múltiples aplicaciones y de fácil distribución de la energía eléctrica.

México, país en desarrollo, requiere constantemente incrementar su capacidad instalada de Kilowatts debido a su creciente demanda en cuanto a consumo de energía eléctrica, lo cual para el sector eléctrico representa un reto constante que tiene que afrontar. De manera que la problemática actual consiste en coordinar la gran cantidad de obras que se están llevando a cabo, y de ser posible mejorarlas en todos los aspectos para tener un mejor aprovechamiento de las mismas, y de esta forma poder seguir adelante.

Actualmente la generación de energía eléctrica está basada mayormente en las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas fósiles de gas, diesel o combustóleo (Bunker "c"), y que para el futuro se tendrán que buscar nuevas alternativas como son: a base de carbón (recientemente entró en función una unidad de la central termoeléctrica Rio Escondido, en el estado de Coahuila); la geotermia, y fundamentalmente la nuclear. Sin embargo, podemos decir que en la actualidad y a mediano plazo las centrales termoeléctricas requerirán de un mayor desarrollo, dada la constante necesidad que presenta el país al ampliarse las redes de electrificación.

Con base en lo anterior, nos enfocaremos en lo que respecta a centrales termoeléctricas fósiles a base de combustóleo (Bunker "c") y, para ello, expondremos primeramente las bases necesarias para después poder seguir con el objetivo de la tesis. Como primer paso conviene describir a grandes rasgos lo que es una central termoeléctrica y cuál es su funciona--

miento.

Una central termoeléctrica es aquella que tiene como objetivo transformar el calor en energía eléctrica. Para ésta -- transformación, se requieren de muchos pasos o procesos, los cuales se valen en principio de tres equipos principales y de equipos auxiliares, sin los cuales no sería posible su funcionamiento. Estos equipos son:

Equipos Principales

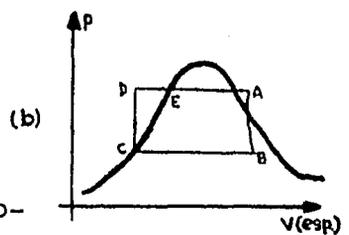
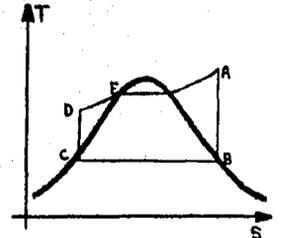
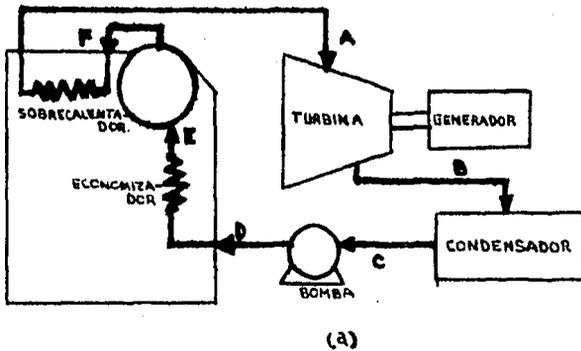
- Caldera ó generador de vapor.
- Turbina de vapor.
- Generador de corriente alterna.

Equipos Auxiliares

- Condensador.
- Calentadores de agua-vapor y aire.
- Bombas.
- Ventiladores.
- Desaerador.
- Eyectores de aire.
- Sopladores de Hollín.
- Etc.

Como se sabe, la gran mayoría de las centrales termoeléctricas basan su funcionamiento en el ciclo de vapor llamado "Ciclo Rankine", tipo regenerativo-recalentamiento; el cual lo describiremos brevemente a continuación primero como ciclo simple, y luego con las modificaciones que se le tuvieron que hacer, hasta llegar a ser el ciclo comúnmente utilizado.

En principio el ciclo Rankine únicamente consistía de **seis** equipos, tal como se muestra en la figura I.1.a. Este ciclo Rankine se compone de dos procesos adiabáticos y dos isotérmicos, que son mostrados en los diferentes diagramas térmicos de la figura I.1.b. Posteriormente, al arreglo anterior se le aumentó un equipo intercambiador de calor regenerativo, según se muestra en la figura I.2 dado que la energía calorífica no se aprovechaba lo más posible que se pudiera y por consiguiente el rendimiento del ciclo era muy bajo. En el ciclo regenerativo, una porción del vapor de agua parcialmente expandido se extrae de la turbina que conecta a las turbinas de alta y baja presión (o de algún punto de toma si sólo se usa una turbina simple).



- C-D - Conversión de energía calorífica a energía cinética.
- D-E - Reabsorción de energía cinética a energía calorífica.
- D-E-A - Calentamiento a P -constante.
- A-B - Expansión ideal a S -constante.
- B-C - Extracción de calor latente en el condensador (condensación).

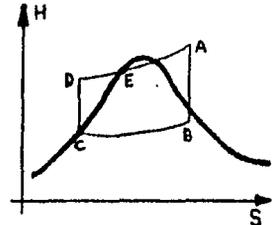


Figura I.1 Ciclo Rankine en su forma simple.

Este vapor se emplea para precalentar el agua condensada antes de ser devuelto al conjunto caldera. De esta manera podemos reducir la cantidad de calor agregada a las temperaturas bajas, con lo que aumentamos la temperatura media a la cual se entrega calor al ciclo, y por lo tanto, el rendimiento térmico. Aunque en teoría se puede usar cualquier número de precalentadores, el aumento en el rendimiento decae en forma relativamente rápida con dicho número, de modo que es extremadamente raro encontrar más de cinco precalentadores, siendo tres un valor típico.

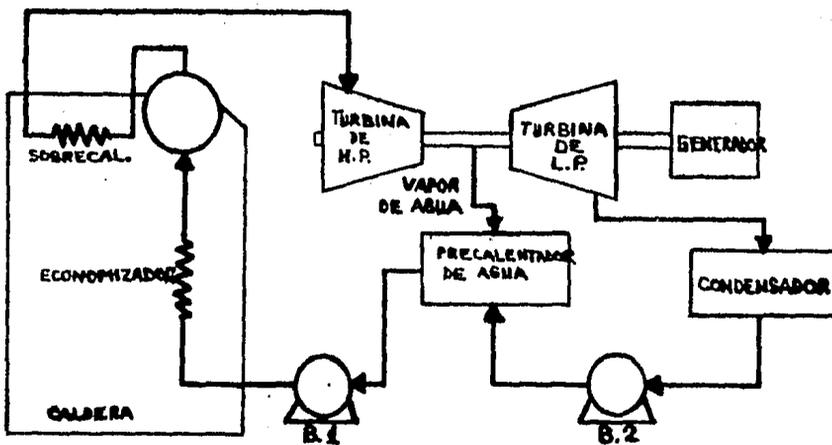


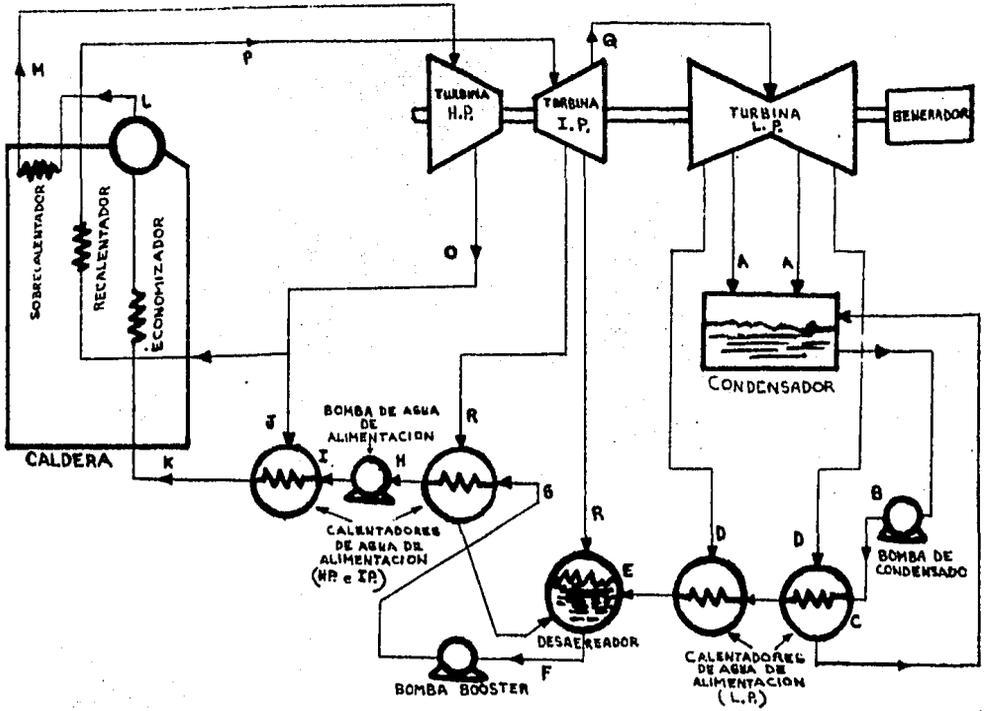
Figura I.2 Ciclo Rankine tipo regenerativo.

Como hemos mencionado anteriormente la gran mayoría de las termoeléctricas de hoy funcionan de una manera similar - al ciclo Rankine tipo regenerativo-recalentamiento, como el mostrado en la figura I.3.a. con su respectivo comportamiento térmico en la gráfica T-S de la figura I.3.b., el cual se

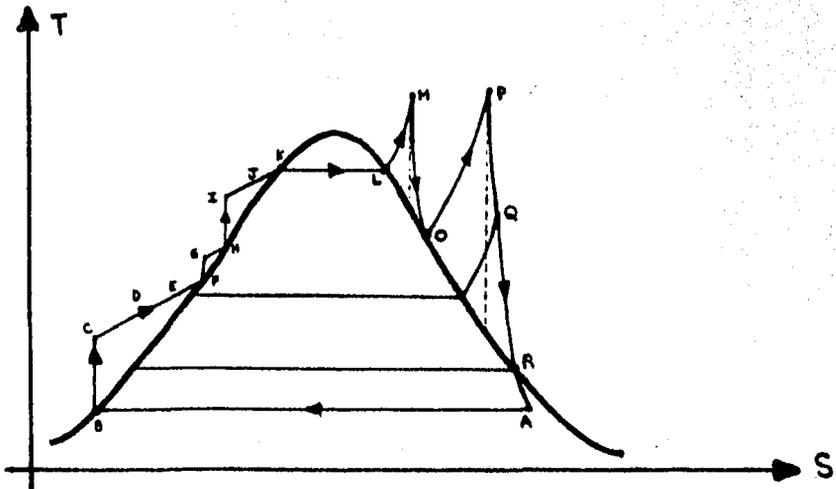
r  describo paso a paso a continuación:

El vapor sobrecalentado sale de la caldera (punto M), fluyendo hacia la turbina de alta presión (H.P.), donde se expande, produciendo trabajo mecánico. Se toma vapor del escape de la turbina H.P. (punto O), y se retorna a la caldera donde es recalentado antes de alimentarse a la turbina de presión intermedia (I.P.), (punto P). El vapor continúa su recorrido en el ciclo y pasa del escape de la turbina I.P. (punto Q), a la turbina de baja presión (L.P.). El escape de esta turbina se transmite al condensador, (punto A), donde el vapor se condensa. El agua condensada o simplemente condensado se bombea, (punto B), hacia la entrada del calentador de agua de alimentación de menor presión (punto C). Aquí el agua se calienta en un intercambiador de calor de coraza y tubos, por el vapor extraido de la turbina de baja presión (punto D). El agua de alimentación se calienta progresivamente por el tren de calentadores de agua de alimentación, incluyéndose también un aumento de temperatura que se realiza en un tipo de calentador conocido mejor como desaerador (punto E). Del desaerador, el agua llega a las bombas de alimentación a la caldera, donde adquiere una alta presión (punto I), pasa por los calentadores de alta presión y llega a la caldera (punto K) a través del economizador, donde aumenta todavía más la temperatura del agua, para convertirse en vapor en el domo y de ésta forma completar el ciclo cerrado.

Hasta ahora hemos explicado el funcionamiento básico de



(a)



(b)

Figura I.3 Ciclo Rankine tipo regenerativo-recalentamiento.

una termoeléctrica. Sin embargo, para la operación real de una unidad termoeléctrica se llevan a cabo otros muchos procesos u operaciones que se realizan de manera externa al propio ciclo de vapor, como: tratamiento del combustible, tratamiento y análisis del agua de alimentación (cruda), las extracciones y venteos que se realizan en la caldera, etc., todos ellos se deben de realizar con el fin de elevar la eficiencia de la propia central termoeléctrica.

Por conveniencia y facilidad en el estudio de las termoeléctricas dada la gran cantidad de procesos internos que se llevan a cabo en cada uno de los equipos de la propia termoeléctrica, ésta se le ha descompuesto en varios sistemas que típicamente son: sistema de condensado, sistema agua de alimentación, sistema control turbina, y sistema control caldera (incluyendo agua-vapor y aire-gases), que serán tratados en capítulos posteriores.

La figura I.4. nos muestra una central termoeléctrica típica con todos sus equipos necesarios para un funcionamiento eficiente.

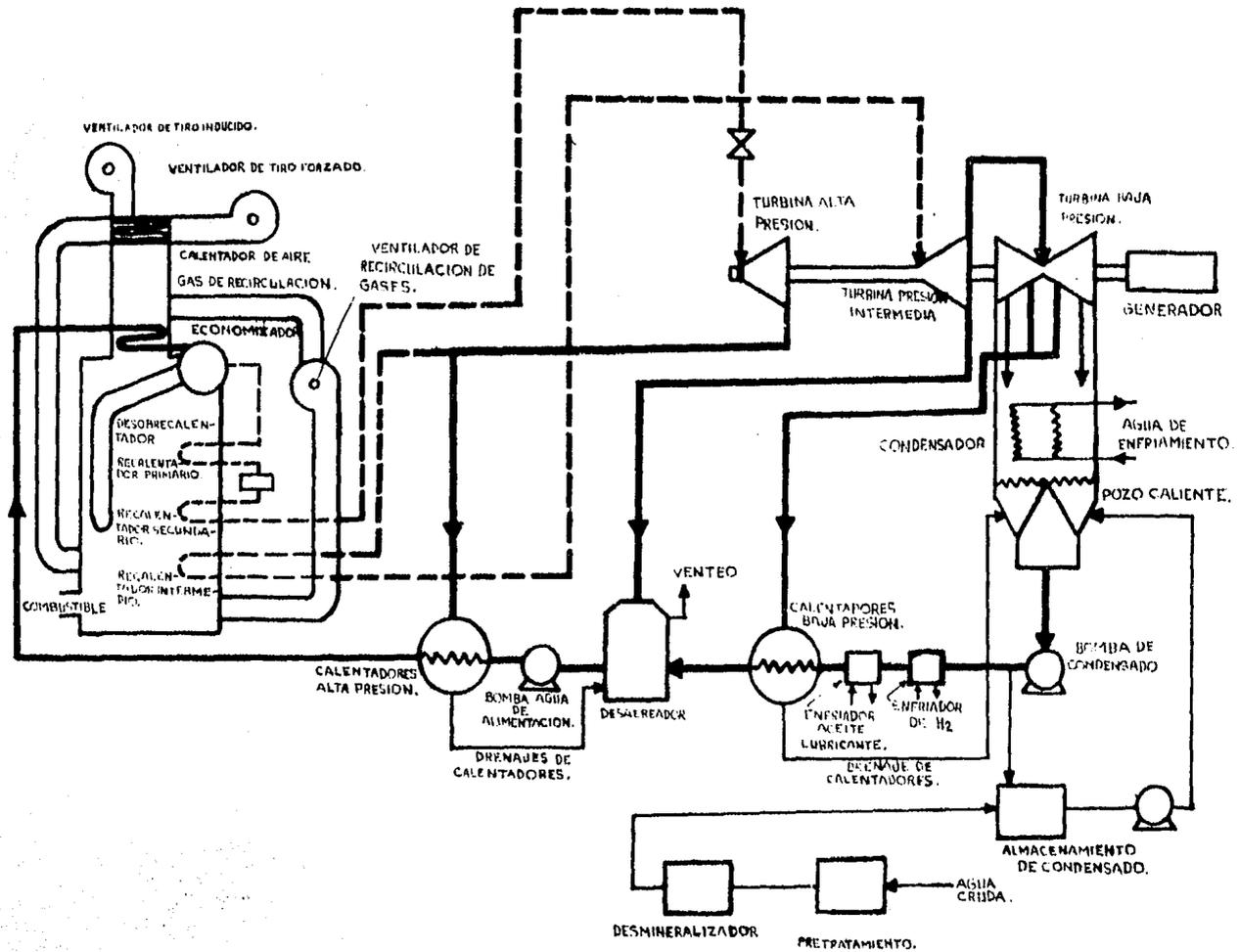


Figura I.4. Esquema de una central termoeléctrica típica.

Capítulo II

VARIABLES DE MEDICIÓN

II.1 Introducción

Los sistemas de medición y control que existen en la actualidad, son importantes debido a que las máquinas, procesos y sistemas utilizados en centrales termoeléctricas, se encuentran relacionadas con fenómenos desarrollados en estado no estable. Dicho de otro modo, estos equipos y sistemas involucran condiciones que varían continuamente.

Lógicamente, las cantidades o características medidas (sobre las que se desarrollan bases de control) reciben el nombre de variables. También se les conoce como variables de medición, de instrumentos o de proceso.

Una variable puede ser cualquier fenómeno que no es estable, sino que involucra condiciones que cambian continuamente. Una variable de proceso puede ser cualquier propiedad variable de un proceso. La misma variable de proceso puede ser medida por observación del cambio resultante de un número de variables físicas. Por ejemplo, un cambio de temperatura, puede generar una expansión diferencial en una lámina bimetálica, puede incrementar la presión dentro de un bulbo de temperatu-

ra lleno de vapor o puede producir una expansión volumétrica en un termómetro de mercurio.

El propósito del presente capítulo es establecer los conceptos fundamentales en una forma breve, de las principales variables de medición que necesariamente se realizan en una central termoeléctrica. Así mismo, se harán mención de algunos de los dispositivos más comunmente utilizados para la realización de dichas mediciones.

II.2 medición de presión

La presión se representa como una fuerza por unidad de área, como podemos ver tiene las mismas unidades que el esfuerzo. Para nosotros, la presión la consideraremos como la fuerza que por unidad de área ejerce un fluido sobre una pared. Por consiguiente, nuestra breve discusión sobre medición de presión se restringirá a los sistemas de fluidos que, en una termoeléctrica representa una variable importante que hay que tomar en cuenta para el buen funcionamiento de la misma.

En las centrales generadoras de energía, las presiones locales se miden normalmente por medio de manómetros indicadores ó registradores. Estos instrumentos, por su operación pueden ser mecánicos, electromagnéticos o electrónicos.

Los instrumentos mecánicos pueden clasificarse en dos grupos. El primer grupo incluye aquellos en los cuales la medición de la presión se efectúa equilibrando una fuerza desconocida contra una fuerza conocida. El segundo grupo incluye los

que utilizan la deformación cuantitativa de una membrana elástica para la medición de la presión.

Los instrumentos de presión electromecánicos usualmente utilizan un medio mecánico para medir la presión y un medio eléctrico para indicar o para registrar la presión medida.

Los instrumentos electrónicos de medición de presiones dependen normalmente de alguna variación física que puede medirse e indicarse o registrarse electrónicamente.

En la figura II.2.1 se indican las clases de presión que los instrumentos miden comúnmente en la industria, y que son:

Medición de la presión absoluta.

La presión absoluta se mide a partir del vacío total o cero absoluto. El cero absoluto representa la total ausencia de presión. Pueden utilizarse dos elementos de fuelle para medir la presión absoluta. En este caso, un elemento de fuelle está conectado con el proceso y queda opuesto a un segundo fuelle, que ha sido evacuado y sellado. En esta forma, todas las mediciones están referidas al cero absoluto y se compensan por altitud y por fluctuaciones barométricas.

Una típica aplicación de la medición de presión absoluta en una termoeléctrica se tiene en un condensador de vapor.

Medición de la presión manométrica y transmisión.

La presión manométrica es la presión medida de la atmosférica. Representa la diferencia positiva entre la presión medida y la presión atmosférica existente. Un dispositivo típico utiliza medición electrónica con un elemento de capacitancia, para lo

cual describiremos su funcionamiento como un adelanto de la electrónica en la instrumentación. La presión del proceso es transmitida mediante un diafragma aislante y de un sistema de fluido lleno de aceite de silicón hacia un diafragma sensor situado en el centro de la celda. La presión atmosférica de referencia es transmitida en una forma similar al otro lado del diafragma sensor. El desplazamiento del diafragma sensor es detectado por las placas del capacitor colocados a ambos lados del diafragma sensor y la variación de capacitancia se convierte electrónicamente en una señal bifilar de 4-20 mA corriente continua. La medición de presión manométrica es ampliamente utilizada en toda la central termoeléctrica.

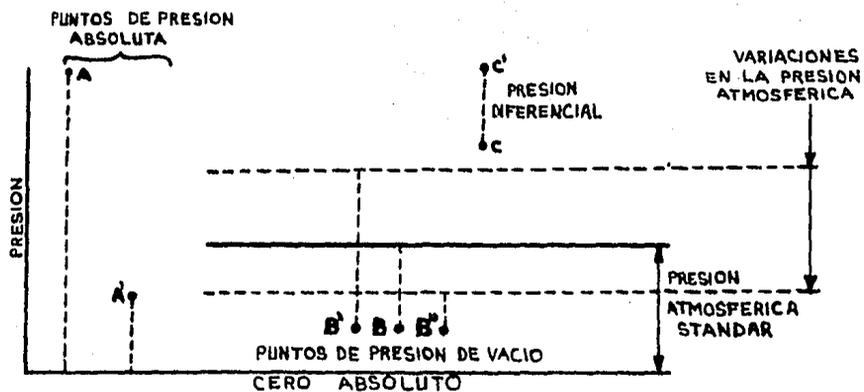


Figura II.2.1 Clases de presión.

Medición de vacío y transmisión.

El vacío es la presión medida por debajo de la atmosférica. - El mismo instrumento descrito anteriormente puede usarse para la medición y transmisión de vacío. La única excepción está - en que las bridas se invierten y se conectan al lado de baja

presión del elemento sensor. Una aplicación típica de la medición de vacío está en el condensador de vapor de una central termoeléctrica.

Medición de la presión diferencial y transmisión.

La presión diferencial es la diferencia algebraica de dos lecturas de presión. El mismo elemento descrito (para la medición de la presión manométrica y transmisión) puede utilizarse para la medición y transmisión de la presión diferencial. Los extremos del diafragma sensor están sujetos a la presión alta y a la presión baja del proceso. El desplazamiento del diafragma sensor es proporcional a la presión diferencial que actúa a través de él. La medición de presión diferencial puede utilizarse también para medir flujo y nivel.

*** Manómetro ***

El manómetro de tubo Bourdon es probablemente el más ampliamente utilizado y se aplica tanto a presión como a vacío. Un tubo de sección transversal aplanada, en forma de círculo incompleto, espiral o helicoidal, tiende a enderezarse con el aumento de presión. El movimiento es multiplicado y transmitido a la aguja por medio de una leva o engranes.

El tubo Bourdon se utiliza comunmente siempre que: 1) el máximo de la gama requerida excede de 25 libras por pulgada cuadrada (1.76 Kg/cm^2) para medición combinada de presión y vacío; 2) para la medición continua de presiones que exceden de 80 libras por pulgada cuadrada (5.62235 Kg/cm^2) o para una medición más directa de las presiones y 3) especialmente, cuando

do ocurren fluctuaciones súbitas de la presión ocasionando la ruptura de los fuelles o de los diafragmas normales. Este método es simple, confiable y generalmente, preciso.

La figura II.2.2 ilustra un manómetro de tubo Bourdon, en la cual se muestran sus principales partes que lo constituyen. También se utilizan en los manómetros elementos de fuelle y diafragma.

Con mucha frecuencia es práctico usar como instrumento - patrón de calibración un manómetro de precisión. Estos manómetros son similares a los convencionales en su construcción, excepto que los materiales seleccionados para sus diversas - partes, sus características de histéresis, sensibilidad y linealidad son excelentes.

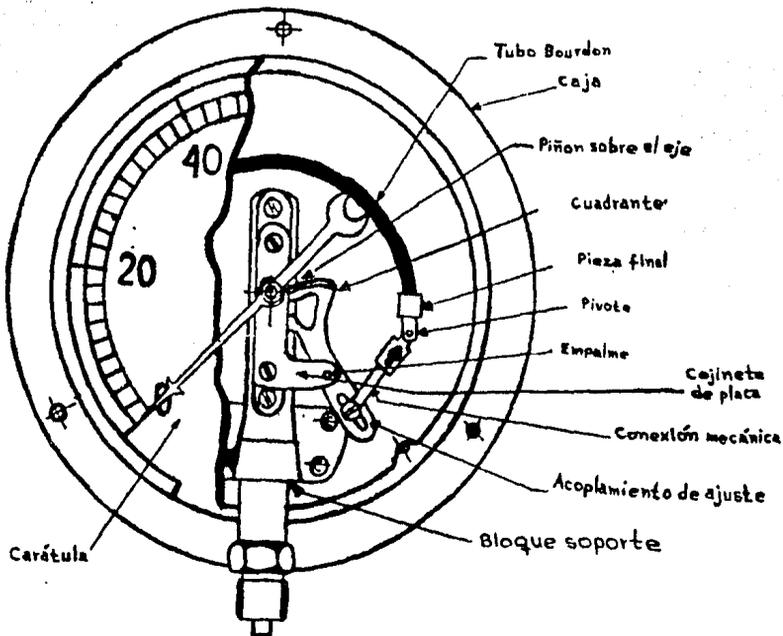


Figura II.2.2 Esquema de un manómetro de tubo de Bourdon.

Con este tipo de manómetros se obtiene una precisión hasta de 0.5% del rango de presión del instrumento. En general sus dimensiones son del orden de 20 cm. de diámetro de carátula por lo menos y la carátula consta de mayor número de divisiones para precisión en la lectura.

La mayor parte de los manómetros del tipo industrial que se utilizan para la medición de presiones disponen de tres ajustes básicos para propósitos de calibración, que son:

- Ajuste de Cero
- Ajuste de Rango
- Ajuste de Angularidad

El primero es un ajuste que corrige la lectura del manómetro de modo uniforme. El segundo produce una corrección de tipo proporcional. El tercero produce una corrección no uniforme, es decir su efecto correctivo es diferente a lo largo de la escala del instrumento.

En el mejor de los casos los fabricantes de manómetros industriales, garantizan una precisión máxima de 1% del rango de presión del aparato. Existen algunos tipos de manómetros que por su construcción económica carecen de uno ó más de los ajustes anteriores.

II.3 medición de temperatura

La medición de temperatura es importante y necesaria en todos los casos en los cuales se requiera la aplicación de calor -- para el control de un proceso. Las mediciones de temperatura

implican la posibilidad de distinguir variaciones y de juzgar el grado de calor de un objeto, y que pueden ser llevadas a cabo con diversos tipos de elementos cuya selección depende del uso que se les vaya a dar. Entre los principales elementos de medición de temperatura, se tienen: los de índole mecánica y los de índole eléctrica.

En la aplicación de centrales termoeléctricas, los tipos de elementos de medición de temperatura más comúnmente utilizados son: termopares, termómetros de resistencia, instrumentos bimetalicos e indicadores de tubo capilar de sistema lleno. Los termopares y los termómetros de resistencia se aplican principalmente en los casos donde se requiere una alta exactitud de la medición. Para la indicación local, en los casos en los que la economía es la consideración dominante, los instrumentos bimetalicos son los más populares aunque también se utilizan indicadores de tubo capilar de sistema lleno cuando la lectura del instrumento se sitúa remota del punto de medición.

* Termopares *

Un termopar está compuesto por dos alambres de metales diferentes soldados a tope uno con otro en forma de circuito, como se muestra en la figura II.3.1. El circuito produce una corriente continua de un voltaje reducido, el cual es proporcional a la diferencia de temperaturas que existe entre la junta de medición y la junta de referencia. Esta fuerza electromotriz es el simple medio gracias al cual es posible me -

dir las temperaturas con potenciómetros, convertidores de -- mV/I, etc. Los termopares se pueden instalar directamente -- dentro del medio del proceso; pero en la mayoría de los ca -- sos éstos, van cubiertos con un tubo o termopozo para protec -- ción del medio que pudiera ser corrosivo y/o operar a altas temperaturas.

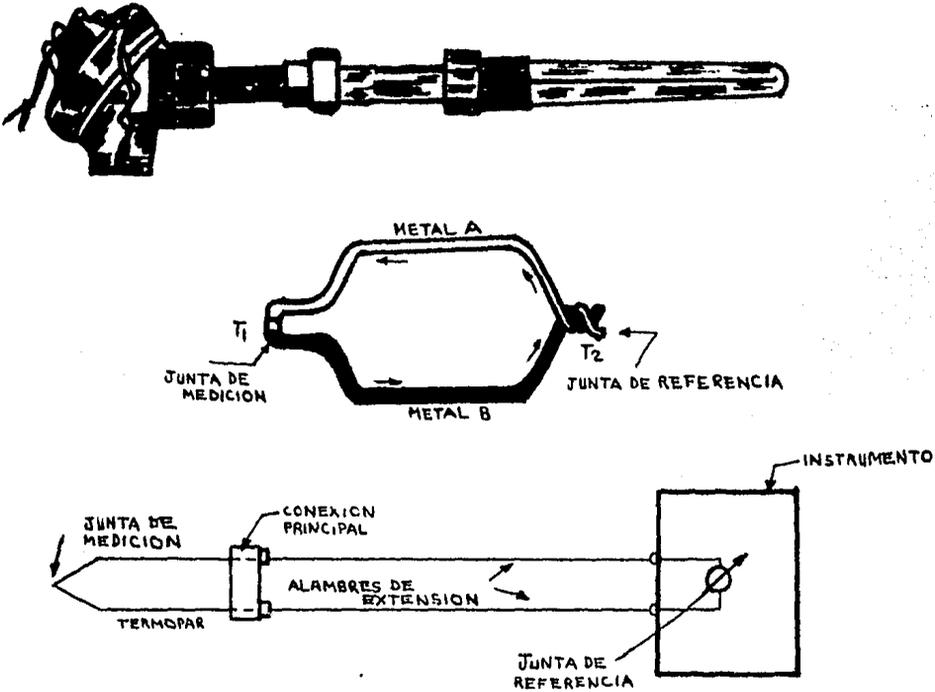


Figura II.3.1 Termopar.

La elección de un termopar se basa en la temperatura para la que se va a utilizar y algunos rangos son como sigue:

Hierro-Constantan _____	-17.8 a 760 °C.
Cromel-Alumel _____	-17.8 a 1260 °C.
Platino/rodio-Platino _____	-17.8 a 1485 °C.
Cobre-Constantan _____	-194 a 370 °C.

Un termopar típico está compuesto por el termopar sujeto a una cabeza de conexión situada cerca del punto de medición

y que a su vez está conectada con un alambre de extensión a un instrumento el cual incorpora alambre de extensión interno y la unión de referencia del termopar.

El objeto de la cabeza de conexión del termopar es facilitar una conexión eléctrica efectiva entre el termopar y el alambre de extensión y permitir un medio para sujetar el tubo de protección y el conducto del alambre de extensión.

La aplicación de los termopares se basa en la temperatura de operación, en las necesidades de precisión, en la salida de fuerza electromotriz y en algunos casos en las condiciones de corrosión.

Algunas ventajas de los termopares son: respuesta rápida, son adecuados para la medición remota; necesitan ser calibrados si se desea lograr la máxima exactitud.

Algunas ventajas, en comparación con los termómetros de resistencia que se tratarán en seguida son: menor independencia del suministro de energía si se usa con un galvanómetro, intervalos más amplios de mediciones de temperatura y mayor resistencia a las condiciones del medio que se les someta.

Las desventajas son la necesidad de compensación por unión fría, la necesidad de alambre de extensión, la susceptibilidad al error causado por el gradiente de temperatura del alambre de extensión, la sensibilidad al ruido de la señal, la necesidad de un instrumento secundario y la necesidad de tener alambres homogéneos que aumentan el costo total de la instalación.

• Termómetros de resistencia (RTD) •

La operación de un bulbo de resistencia se basa en el comportamiento de ciertos metales que tienen un coeficiente de resistencia positivo, es decir, que la resistencia aumenta con la temperatura. Los termómetros de resistencia se usan para medir temperatura, diferencias de temperaturas o temperaturas promedio y son especialmente aplicables cuando se requieren intervalos de medición estrechos o en los casos en los que se necesita una alta precisión. Los metales más comúnmente usados son cobre, níquel y platino. La selección del tipo de termómetro de resistencia depende primordialmente de la característica temperatura-resistencia y además de la conveniencia de reducir el número de tipos al mínimo en la planta. Los termómetros de resistencia pueden ser con devanado sencillo, doble o triple, cada uno de ellos separado eléctricamente. El uso de más de un devanado permite que los circuitos de medición independientes midan la misma temperatura y además, tomar más de una medición con solamente una instalación de sensor. Lo anterior se lleva a cabo con el propósito de obtener una mayor exactitud de la medición.

El sensor del termómetro de resistencia está a veces devanado en un núcleo de cerámica, conectado a cables que pasan a través del núcleo y relevado de esfuerzos térmicamente. Está calibrado preliminarmente con alambre adicional para llevar la resistencia dentro de una tolerancia dada. El bulbo resultante queda protegido y cerrado en un forro delgado, otra vez

relevado de esfuerzos y calibrado.

Las ventajas de los termómetros de resistencia son su alta precisión, su estabilidad y reproducibilidad de muy buenas a excelentes, la intercambiabilidad, su capacidad de alcanzar estrechas tolerancias en la medición de diferencias de temperatura y su capacidad para medir intervalos estrechos.

En comparación con los termopares, sus ventajas son un nivel de señal más alto (en amplitud), su adaptabilidad con instrumentos secundarios menos costosos, su más alta precisión, su mayor estabilidad, su capacidad para medir temperaturas cercanas a la ambiente y su capacidad para medir dentro de intervalos más estrechos.

Las desventajas son la susceptibilidad a los ruidos de la señal, y su inaptabilidad para usarse en cavidades dentro de sustancias conductoras de la electricidad.

* Termómetros bimetalícos *

Los termómetros bimetalícos aunque en la actualidad se usan mucho, no son tan aceptados en la industria-laboratorio; pues prácticamente son desplazados por los tipos antes descritos.

Los termómetros bimetalícos básicamente están formados por una tira de metal, la cual consta de dos piezas de diferentes metales, que cuando experimenta un cambio de temperatura, la expansión diferencial de los metales provoca que la tira se deflexione, dando la lectura de temperatura proporcional a esta deflexión. El uso de este sistema implica que todo el mismo esté en contacto con la temperatura que se va a

medir. Los metales más utilizados en este tipo de termómetros son el invar, una aleación de níquel y hierro como metal de baja expansión y el latón o una aleación de níquel-cromo como metal de alta expansión.

En los termómetros bimetálicos no se recomiendan a ser utilizados a temperaturas superiores a 800°F (427 °C) en trabajo continuo o a más de 1000 °F (538 °C) en operación intermitente. Algunas de las aplicaciones de estos dispositivos en las centrales termoeléctricas son la indicación de temperatura de los calentadores de alta presión y de presión baja, y del tanque de almacenamiento del desaerador.

Las ventajas son: no es necesario hacer correcciones por temperatura ambiente; requieren un escaso mantenimiento; son relativamente resistentes; la lectura es fácil; el costo es relativamente bajo y no se necesita un instrumento secundario.

Las desventajas son: son susceptibles al cambio de calibración si se les da un manejo rudo; los daños debidos a choques o vibraciones pueden permanecer ocultos; es difícil leer el indicador si está sujeto a vibración, y no pueden dar una lectura remota.

* Instrumentos de sistema lleno *

El sistema lleno mide la temperatura al variar la presión de un fluido contenido en un sistema sellado compuesto por un bulbo, una tubería de conexión llamada tubo capilar y un elemento de presión. La presión del fluido varía con la temperatura al cambiar el volumen o la presión del vapor. Una amplia

variedad de sistemas lleno existen, cada uno de ellos con ciertas peculiaridades que les dan ventajas sobre otras, cubren colectivamente temperaturas desde -450°F hasta 1500°F (-268 a 816°C); la gama de -300 a 1000°F (-184 a 538°C) se considera práctica. La presión varía desde 0.5 hasta 2.0% del intervalo de medición. En la figura II.3.2 se muestra una vista de un termómetro de sistema lleno sin compensar.

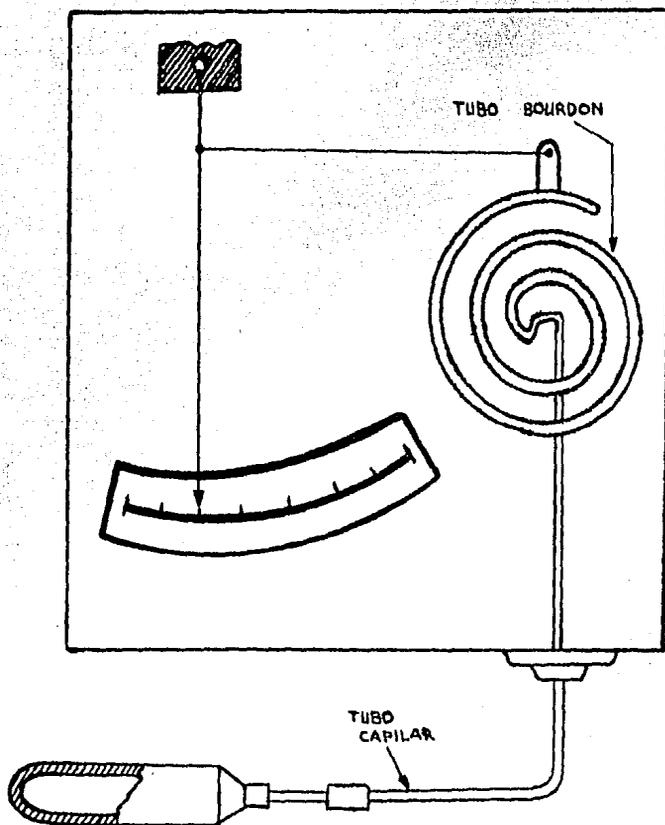


Figura II.3.2 Termómetro de sistema lleno sin compensar (no compensado).

Las ventajas del sensor del sistema lleno son su robustez, su costo relativamente bajo, su independencia de un suministro de energía (para la medición) y su adaptabilidad para mediciones moderadamente remotas.

Las desventajas son la limitación en la longitud del tubo capilar, la posibilidad de necesitar bulbos grandes, la limitación del intervalo de medición mínima, la limitación de temperatura máxima y la posible necesidad de cambiar todo el sistema por el peligro de daños de orden físico en distancias grandes.

II.4 medición de nivel

La operación adecuada de una central termoeléctrica se relaciona directamente con el problema de mantener el almacenamiento de fluidos en un valor predeterminado.

Al proponer una instalación apropiada de un proceso en particular que involucre la medición y/o control de nivel, el ingeniero de sistemas de control que diseña, debe ser capaz de distinguir las ventajas, aplicaciones y limitaciones de los diferentes tipos de instrumentos. Además de lo anterior, también es importante señalar el tipo de indicación, alarma, registro y/o control que se requiera.

Básicamente, los dispositivos de nivel de líquido miden la altura de una superficie líquida a partir de una línea de referencia o la presión hidrostática del líquido contenido. Sobre esta base, los numerosos tipos de instrumentos medidores

de nivel de líquido pueden dividirse en dos grupos, directos e inferenciales. El primer grupo supone la medición directa de la distancia desde la superficie del líquido hasta una línea de referencia. Hay diversos métodos para hacer esto, tales como: 1) una mirilla de nivel; 2) la observación de la posición de un miembro medidor, que se apoya en la superficie del líquido y que puede ser un flotador esférico o de otro tipo; 3) el contacto con la superficie del líquido mediante sondas de electrodos; 4) la interrupción del haz luminoso de una celda fotoeléctrica y 5) la reflexión de ondas ultrasónicas o de radiofrecuencia en la superficie de un líquido.

Los métodos inferenciales son aquellos que actúan mediante técnicas diferentes de la medición de la posición cambiante de la superficie del líquido. Entre ellos se encuentran: - 1) la medición de la carga hidrostática desarrollada por el líquido contenido; 2) la medición de la fuerza de flotación - creada cuando un elemento detector está parcial o totalmente sumergido en el líquido; 3) la determinación de la diferencia entre la temperatura de las fases vapor y líquida en un recipiente a presión; 4) la utilización de las propiedades físicas o eléctricas del líquido como base para la determinación del nivel por medio de diversos sistemas eléctricos de medición y 5) la medición de la alteración de la radiación a través de las fases líquida y de vapor en un recipiente a presión.

A lo largo de los sistemas de agua de alimentación y condensado de una central termoeléctrica hay numerosos puntos de

almacenamiento donde se deben mantener niveles relativamente constantes. Es aconsejable conocer las condiciones del nivel mediante un registro o indicación del mismo. Para lo cual, a continuación se indicarán de una manera breve sus principios de funcionamiento de algunos de los instrumentos utilizados - con mayor frecuencia para dichas mediciones dentro de una termoeléctrica.

• Mirillas de nivel •

La mirilla de nivel, también llamada "vidrio de nivel" o "cristal de nivel", es el método más simple y más directo para medir niveles. Se utiliza en todos los tipos de recipientes, desde las cafeteras hasta los domos de calderas de alta presión. Está compuesto por un tubo de cristal montado al lado de un tanque, conectado en la parte superior y en la inferior.

— En la mayoría de las aplicaciones, el nivel dentro del cristal es igual al que existe dentro del tanque, pero en los generadores de vapor, el nivel dentro del medidor de cristal dará una indicación baja, a veces en varias pulgadas, debido a la diferencia de densidades.

La figura II.4.1 muestra mirillas de nivel de los tipos ("reflex") y transparente para alta presión. Escencialmente, están compuestas por dos piezas planas de cristal montadas en una caja de acero forjado. Se utilizan ampliamente para la observación de los niveles de los tanques en las termoeléctricas.

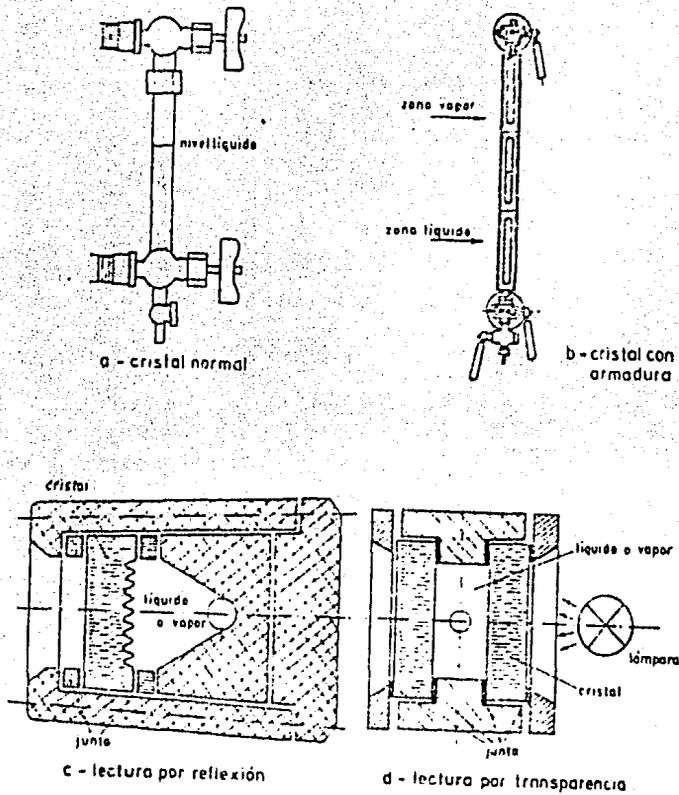


Figura II.4.1 Mirillas de nivel

*Instrumentos de flotador *

Los equipos que operan por flotador no hacen uso de la carga hidrostática sino que hacen uso del nivel de la superficie del líquido. En algunos casos, los flotadores son más ligeros que el líquido y son usados para operar otros mecanismos, pero también hay algunos que usan flotadores más pesados que el líquido y están suspendidos a la altura aproximada del nivel

a vigilar. Con las variaciones de nivel, variará el volumen sumergido y por lo tanto el empuje que el líquido ejerce sobre el flotador, en consecuencia, el peso que gravita sobre el sostén varía con el nivel.

Aquí, se expone el flotador que usa acoplamiento magnético para su operación. En este equipo, mientras el nivel sea mayor que el límite fijado, el imán permanece alejado del flotador. En el momento que el nivel baja, el material magnético causa que el imán sea atraído; lo cual cambia de posición el interruptor de mercurio, el cual puede ser usado para accionar una alarma, válvula, etc. Como se puede ver en la figura II.4.2, este dispositivo sólo detecta el hecho de haber llegado el fluido a un límite.

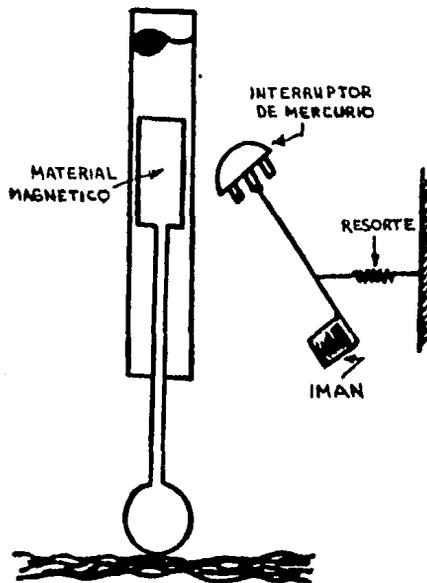


Figura II.4.2 Instrumento flotador con acoplamiento magnético.

Los interruptores de nivel de flotador pueden aplicarse - en recipientes abiertos o cerrados. Son adecuados para tanques de presión o de vacío; precisos en los tanques profundos e independientes de la densidad. Sus desventajas son: el flotador puede trabarse en el tubo y la columna larga y sin soporte puede dañarse por las fluctuaciones rápidas del líquido.

* Medición por presión diferencial *

Probablemente, el tipo medidor de nivel más frecuentemente seleccionado es el que mide la presión diferencial. Las conexiones de alta y baja presión, generalmente sensores de diafragma, pueden insertarse dentro de un tanque en dos puntos cualesquiera para medir la presión estática diferencial. En un tanque abierto, la conexión de alta presión se sitúa en el nivel bajo o en cualquier otro punto de referencia conveniente para medir la presión manométrica. La señal transmitida ya sea neumática o eléctrica, se lee en pulgadas (centímetros), galones (metros cúbicos) u otras unidades en un indicador remoto.

En un tanque cerrado, la conexión de baja presión se hace en la parte superior y la de alta presión en el nivel bajo o en otro punto de referencia conveniente. La diferencia de presiones representa el nivel del líquido. En general, los transmisores se montan directamente en la pared del tanque en sus bridas de alta presión.

La figura II.4.3 muestra dos diseños: las celdas de presión diferencial de diafragma extendido y de diafragma plano.

La celda de presión diferencial se aplica en la medición y - transmisión neumática y electrónica de la medición de nivel de prácticamente cualquier líquido de densidad constante. Estos dispositivos pueden obtenerse para rangos de presión diferencial de 0-5 a 0-850 pulgadas (0-12.7 cm a 0-2159 cm) de agua a valores de presión estática hasta de 6000 libras por -

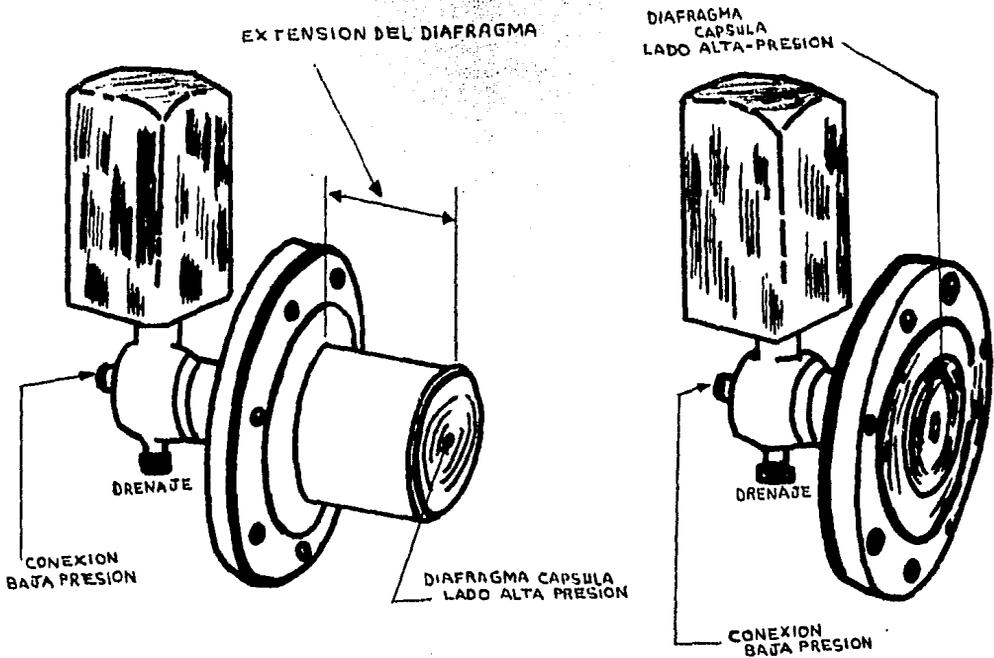


Figura II.4.3 Celdas de presión diferencial de diafragma extendido y de diafragma plano.

pulgada cuadrada (422 Kg/cm^2) y, son adecuados para mediciones en tanques abiertos o cerrados y su instalación es fácil.

• Medición por capacitancia •

Ya que un condensador se forma con dos láminas planas parale-

las o con dos superficies cilíndricas y que la capacidad depende del dieléctrico entre esos dos electrodos, se puede usar para medir niveles de líquidos. La constante dieléctrica del aire y de casi todos los gases es aproximadamente la unidad, mientras que la mayoría de los líquidos tienen constantes que varían entre 2 y 80. Así, cuando el nivel es bajo, la capacitancia es baja y va aumentando al aumento de nivel. Las ventajas principales de este sistema son que no usa tuberías, que no tiene partes móviles y que puede usarse en recipientes a presión.

11.5 medición de vibración

Quizá la mayor utilidad que se obtiene con la aplicación de los instrumentos de medición de vibración es la indicación de falla o avería eminente. Para llevar a cabo esto, se deben de tomar una serie de lecturas periódicas acerca del estado de la máquina (idealmente en términos de velocidad) y de ser comparadas con las lecturas iniciales tomadas cuando recién se instaló la máquina. Un cambio en las lecturas indica un cambio en la máquina o proceso, que si es indeseable puede corregirse en forma programada antes de ocurrir la falla.

Generalmente, la determinación de la frecuencia de vibración y su comparación con la velocidad de operación de una máquina, sirve para identificar el problema que ocasiona la vibración. Cada mal funcionamiento de la máquina tiene su propia vibración.

La localización del punto de medición de vibración en las máquinas generalmente se encuentra en o cerca de los cojinetes. En estos puntos es en los que se transmiten con mayor fidelidad, la mayor parte de las fuerzas provenientes de rotores, impulsores, etc.

Los puntos de medición de vibraciones de componentes típicos de una unidad termoeléctrica son: motores y generadores, turbinas, ventiladores y sopladores, bombas, y compresor rotatorio de flujo axial; a los cuales es esencial darles máxima protección.

La vibración puede definirse en términos de desplazamiento, velocidad o aceleración. Básicamente existen dos tipos de sensores para medir la vibración; de contacto y no-contacto.

Con el objeto de determinar los parámetros antes mencionados, describiremos dos de los instrumentos más comunes para medir la vibración, sus principios de operación y su aplicación.

* Tipo contacto *

Dentro de este tipo de sensores, hay tres tipos comunes para medir la vibración: por desplazamiento (generalmente con salida de velocidad integrada), de velocidad y acelerómetro.

Típicamente, existen sensores de velocidad amortiguados en aceite, los cuales, son robustos, tienen una alta sensibilidad y no requieren sistemas electrónicos especializados.

Los sensores de velocidad operan sobre el principio de las líneas de fuerza magnética que cortan una bobina: el vol-

taje desarrollado en la bobina tiene una amplitud proporcional a la velocidad de la vibración y una frecuencia igual a la de la vibración. Con los sensores de velocidad, la salida puede ser en forma de mils (milésimas de pulgada) de desplazamiento mediante la integración electrónica de la señal de salida del sensor de velocidad. Se requiere una unidad de control montada separadamente para estos sensores; contiene el elemento de lectura, el amplificador y el suministro de energía.

Los sensores de acelerómetros son usualmente de tipo piezoeléctrico. La figura II.5.1 ilustra un sensor piezoeléctrico. Es un acelerómetro de carga piezoeléctrico que permite conexiones largas entre el sensor y la unidad de control sin -- pérdida de calibración, exactitud ni sensibilidad. Se desarrolla una carga cuando se aplica una aceleración variable a la masa y el cristal. El cristal queda sujeto a una fuerza variable que desarrolla una carga proporcional a la aceleración y a la constante del cristal. La carga es transmitida al circui

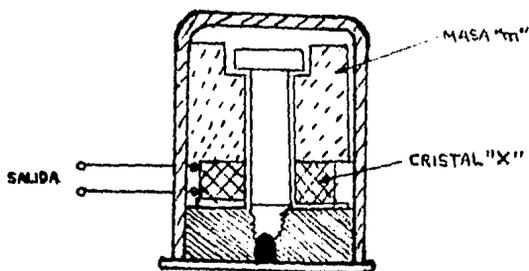


Figura II.5.1 Acelerómetro piezoeléctrico.

to amplificador a través de un cable coaxial, donde los impulsos se hacen lineales y se convierten en una señal analógica.

• Tipo no-contacto (de proximidad) •

Generalmente se utilizan sensores de proximidad para tomar medidas directas de la vibración, cuando la componente de ésta no se transmite fielmente a un punto de captación adecuado en la cubierta de la máquina. Comúnmente, el sensor tiene la forma de un dispositivo magnético o capacitivo que percibe la variación de distancia entre el elemento sensor y el objeto que se mide. Debe tenerse también precaución al seleccionar el tipo, puesto que estos sensores están afectados por los campos magnéticos. La figura II.5.2 muestra un diagrama esquemático de un cabezal medidor de proximidad que opera sobre el principio de las corrientes parásitas. Al no haber superficie conductora cerca del cabezal medidor, el puente está en equilibrio. Cuando se acerca al cabezal medidor un objeto conductor, el puente se desbalancea y la señal de salida es proporcional a la proximidad del objeto. La amplitud de la señal de salida está relacionada con la vibración o la amplitud del desplazamiento y la frecuencia de las vibraciones de amplitud es la frecuencia de la vibración. El puente está activado por medio de un oscilador de alta frecuencia, que suministra el campo magnético rápidamente variable requerido para la operación del sensor.

Los sensores de proximidad tienen amplias aplicaciones en las centrales termoeléctricas. Algunos de los equipos en los que se podrían instalarse estos sensores son en los ventiladores para la recirculación del tiro y para los servicios de

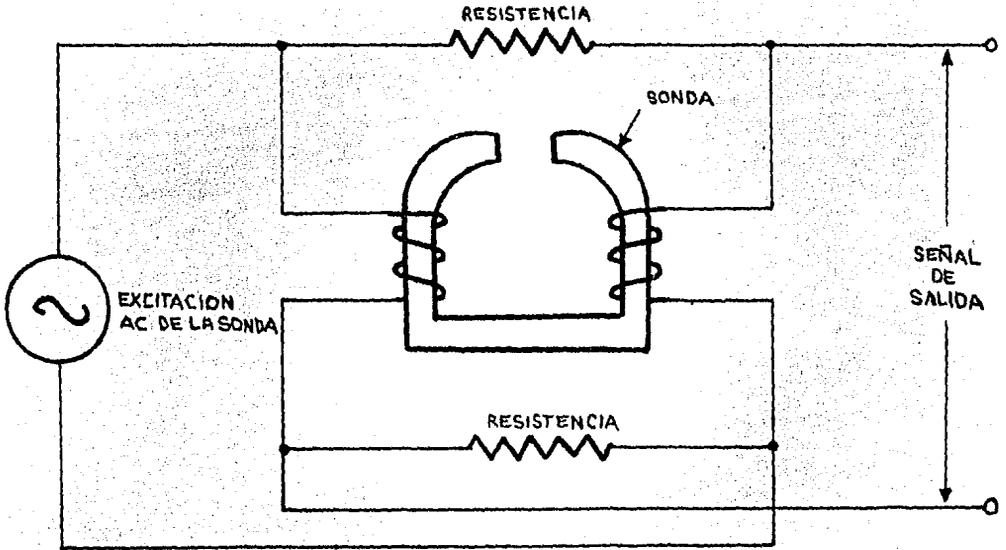


Figura II.5.2 Cabezal medidor de proximidad.

aire primario, bombas de agua de alimentación de la caldera, y bombas auxiliares.

II.6 medición de flujo

La medición y control de flujo es muy importante en aplicaciones que van desde la medición de la rapidéz del flujo sanguíneo en una arteria humana, hasta la medición del gasto del oxígeno líquido de un cohete. Muchos proyectos de investigación y de procesos industriales (como es el caso de centrales termoeléctricas) dependen de una medición y control de flujo para suministrar datos importantes al análisis. A veces, se requiere una gran precisión en su medición; otras veces sólomente se necesita una medición burda. La selección del instru

mento de acuerdo a la aplicación que se le quiera dar va a es tar en función directa con el costo del mismo.

El objetivo de esta última sección es presentar una breve discusión sobre la medición de flujo e indicar los principios de operación de algunos de los medidores de flujo más comun— mente utilizados en las termoeléctricas, sus aplicaciones usua les y las ventajas y desventajas entre unos y otros.

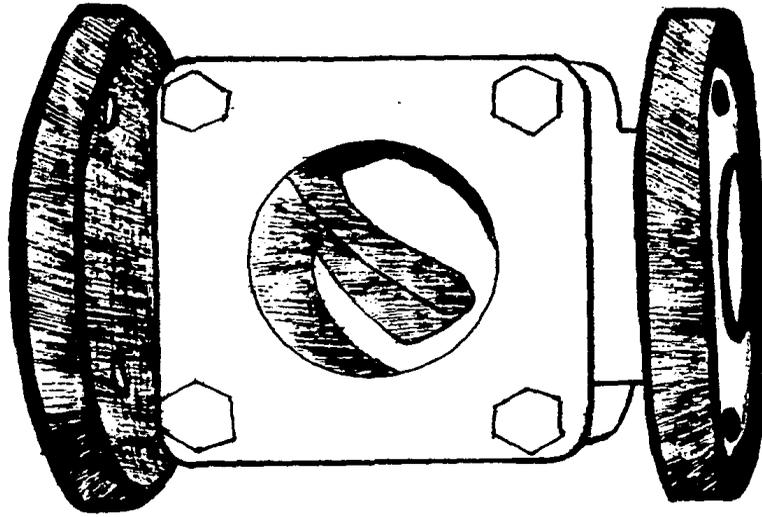
Los medidores de flujo cubiertos son:

- De área variable (Rotámetro)
- De carga variable (Presión diferencial)
- Medidores de turbina

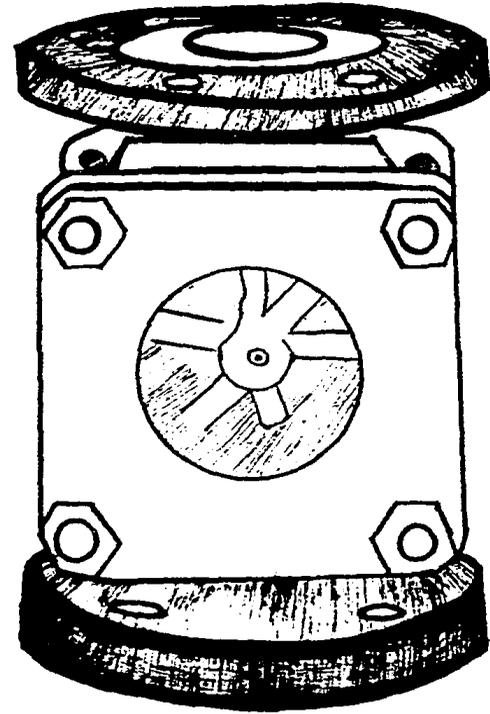
* Mirillas de flujo *

La inspección visual del gasto en áreas vitales es una necesi dad en la operación de una central termoeléctrica bien diseña da. Las mirillas de flujo se usan para determinar si pasa o - no fluido por los sistemas de tubería y para observar visual mente el fluido. No miden el gasto; sólomente indican si hay flujo o no.

La figura II.6.1 ilustra mirillas de flujo de los tipos - aleta y rotatorio. En el tipo aleta, la variación de gasto es indicada por la posición de la aleta. Esta unidad se recomien da para tuberías horizontales y verticales en las cuales el sentido de la corriente es hacia arriba. Son más adecuados pa ra soluciones transparentes o ligeramente opacas y se usan -



TIPO ALETA



TIPO ROTATORIO

Figura II.6.1 Mirillas de flujo.

también para gases. La mirilla de tipo rotatorio opera satisfactoriamente en cualquier posición, pero se adapta particularmente a las líneas de tubería que conducen soluciones oscuras y opacas, donde se observa fácilmente el movimiento del rotor.

Algunas de las aplicaciones típicas son para el flujo de aceite de los cojinetes de las bombas de agua de alimentación de calderas, en el agua de enfriamiento de los sopladores de cenizas finas, en compresores de aire de servicio, en el flujo de agua de enfriamiento de aceite lubricante, etc.

* Rotámetro *

Este medidor de flujo de área variable o rotámetro, en su forma más simple y elemental, está compuesto por dos partes, como se muestra en la figura II.6.2. Las dos partes básicas --- son: (1) un tubo de cristal cónico colocado verticalmente en el fluido, con el extremo mayor hacia arriba, y (2), un flotador medidor que tiene libertad de moverse verticalmente dentro del tubo de cristal cónico. El fluido corre por el tubo de abajo hacia arriba. Cuando no fluye líquido o gas, el flotador descansa en el fondo del tubo cónico y su diámetro máximo se determina en general de tal forma que obstruya el extremo menor del tubo casi por completo.

Los aumentos de gasto hacen que el flotador se eleve en el tubo y las reducciones de gasto hacen que el flotador alcance un nivel más bajo. El flotador da entonces una lectura sobre una escala calibrada en el exterior del tubo y el gasto

puede determinarse mediante la observación directa del flotador medidor. En realidad, mide la variación del área de flujo necesaria para mantener una carga diferencial constante correspondiente a las variaciones del gasto. Cuando se utiliza para control remoto, es necesario usar un dispositivo electrónico de transmisión con el objeto de convertir la posición del flotador en una señal eléctrica.

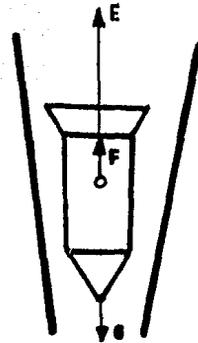


Figura II.6.2 Rotámetro.

Algunas de sus ventajas específicas son la ausencia de líneas de tubería externas con carga hidrostática, el hecho de no necesitar configuración especial de tubería aguas arriba ni aguas abajo y de que mide gastos inferiores al medidor de orificio.

En cuanto a sus desventajas, el instrumento es costoso en comparación con la instalación de un orificio, y una precisión comparable con las de una instalación de orificio requiere calibración especial.

• Instrumentos de placa de orificio •

El medidor de orificio es el instrumento medidor de gasto por

carga hidrostática más común. Existen placas de orificio en una gran variedad de diseños: placa gruesa de borde redondeado, placa delgada con borde a escuadra, concéntricos, excéntricos, segmentados, etc. El orificio en general y la placa de orificio convencional delgada de borde afilado y concéntrica en particular, tiene ventajas importantes incluyendo la economía de fabricación en tolerancias muy estrechas y la facilidad de instalación y cambio.

En la figura II.6.3 se muestran tres tipos de placas de orificio. La placa de orificio insertada en la línea de tubería ocasiona un aumento de la velocidad del flujo y una correspondiente reducción de presión.

La presión diferencial se mide a través del orificio y es transmitida con transmisores de celda de presión diferencial neumática o electrónica que son del tipo de equilibrio de fuerza.

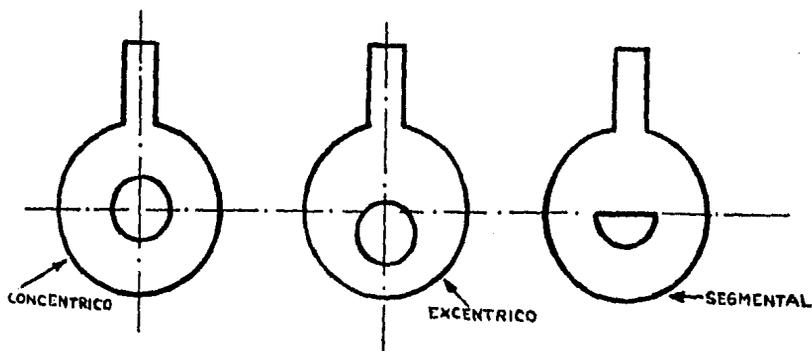


Figura II.6.3 Placas de orificio.

La aplicación del orificio en conjunto con el transmisor

de presión diferencial es extremadamente amplia y cubre todas las mediciones de flujo, con excepción de los que están bajo condiciones extremas de alta viscosidad, baja presión estática, malas condiciones físicas (sólidos, fluidos sucios, aguas negras) y de limitaciones de espacio.

• Medición por medio de tubo Venturi •

Este es un elemento que ocasiona una presión diferencial y está compuesto por una sección convergente relativamente corta, un punto de diámetro mínimo y una sección divergente relativamente larga. Se mide la presión diferencial entre inserciones situadas en la garganta, en el punto de diámetro mínimo. La figura II.6.4 ilustra un tubo Venturi.

Las ventajas son: maneja aproximadamente 65% más volumen que el orificio; mínima pérdida de presión permanente de todos los elementos de presión diferencial, con la excepción del tubo de flujo (la pérdida varía de 10 al 20% de la presión diferencial) y su presión es elevada cuando está debidamente calculado, fabricado e instalado.

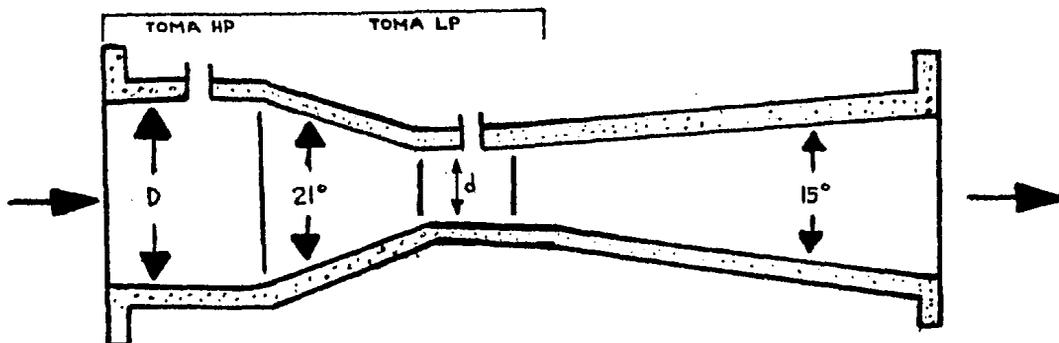


Figura II.6.4 Tubo Venturi.

Las desventajas son: es extremadamente costoso; su manejo e instalación son difíciles y es difícil de modificar para cambios de gasto.

• Tubo de Pitot •

Un tipo industrial común de tubo de Pitot, ilustrado en la figura II.6.5, se inserta en la corriente. La velocidad del flujo del fluido en la cara de corriente arriba del instrumento se reduce sustancialmente a cero. La carga de velocidad se convierte en presión de impacto, que es medida a través de un pequeño orificio situado en el extremo de arriba del instrumento. Un orificio proporcionalmente pequeño en el lado del instrumento mide la presión estática sin la adición de la presión de impacto. Un instrumento adecuado mide la presión diferencial, que es proporcional al cuadrado de la velocidad de la corriente en las cercanías del orificio que mide la presión de impacto. Se usa frecuentemente para medir elevados gastos de aire y de agua.

Sus ventajas son: prácticamente, sin consumo de energía; bajo costo en comparación con otros elementos primarios en grandes diámetros de tubería y la facilidad de instalación.

Las desventajas son: es relativamente impreciso; no es adecuado para materiales con contenido de sólidos y requiere un tramo aguas arriba.

• Medidor de turbina •

En algunas termoeléctricas el medidor de flujo tipo turbina

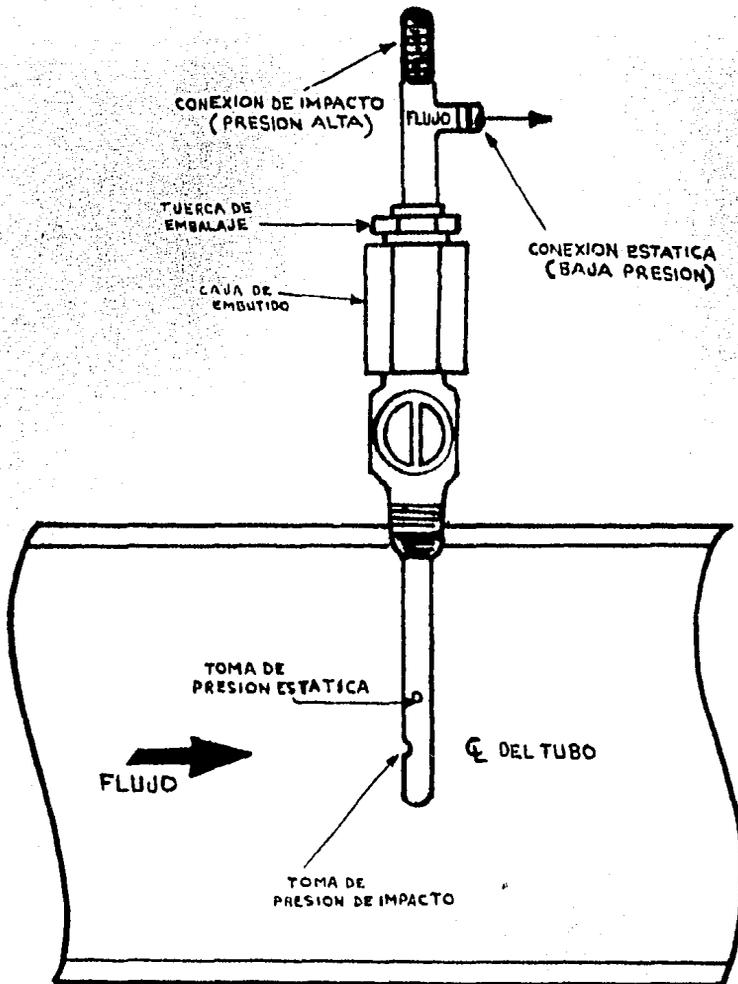


Figura II.6.5 Tubo de Pitot.

se utiliza para la medición de flujo de agua. Este dispositivo mostrado en la figura II.6.6, consiste de un rotor de álabes múltiples que se soporta en cojinetes especiales de bolas de tal forma que la corriente del flujo, al chocar con los álabes, hacen girar al rotor. La velocidad de rotación de la turbina es proporcional a la velocidad del fluido y, - por lo tanto, al flujo volumétrico. Esta velocidad de rotación

se detecta por medio de una unidad receptora consistente de un imán permanente y una bobina. Cuando los álabes pasan a través del campo magnético producido por el imán permanente, tiene lugar una acción de corte de campo magnético induciendo así un voltaje de corriente alterna en el devanado de la bobina enrollada alrededor del imán. De esta forma se produce una onda senoidal con una frecuencia proporcional al flujo volumétrico y por lo tanto cada pulso del medidor tipo turbina equivale a un volumen conocido de fluido que pasa a través del medidor; al totalizar estos pulsos se obtiene el flujo volumétrico total. La totalización se lleva a cabo por contadores electrónicos específicamente diseñados para el uso con medidores de flujo tipo turbina.

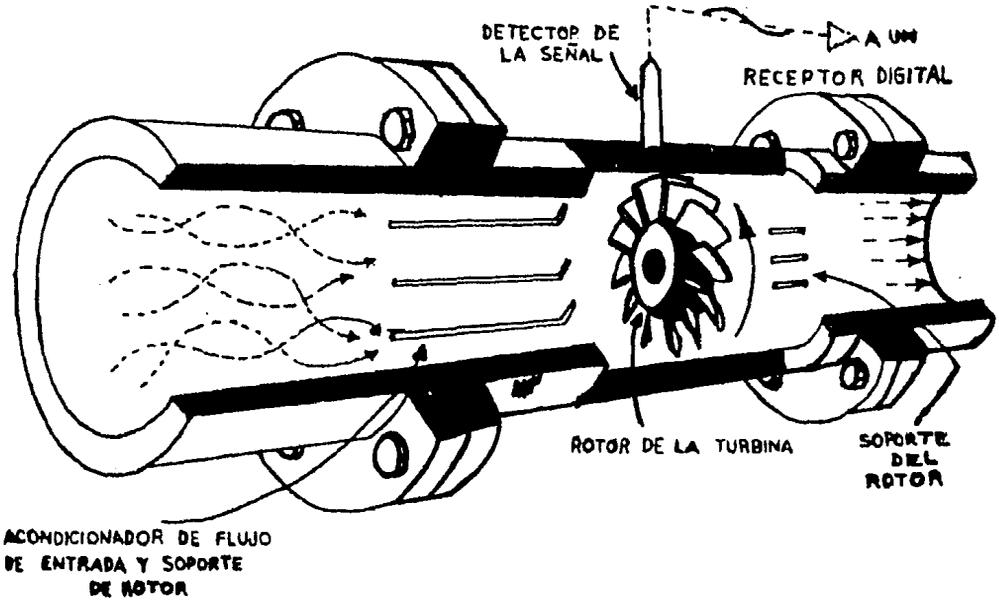


Figura II.6.6 Operación de un medidor de flujo tipo turbina.

Las ventajas son: es el más exacto de todos los medidores

de flujo; requiere un corto tramo recto de tubería arriba; no es afectado por las variaciones de densidad y a igualdad de diámetros y mide gastos más altos que los medidores de carga variable.

Capítulo III

El desarrollo de la instrumentación en el control de proceso

III.1 Introducción

La instrumentación y control automático de proceso ha jugado un papel vital en el avance de la ingeniería y la ciencia. Además de su extrema aplicación en vehículos espaciales, en control de proyectiles y sistemas de pilotaje de aviones, etc., el tipo de instrumentación usado en la actualidad en el control automático se ha convertido en una parte importante e integral en los diferentes procesos de manufactura u operaciones industriales. Por lo tanto, la instrumentación ha tenido que venirse constantemente cambiando y desarrollando desde sus inicios hasta la actualidad, gracias a las propias necesidades que los procesos y operaciones lo exigían.

Los controles automáticos en el proceso de las plantas industriales pueden ser clasificados según el tipo de energía usada para su funcionamiento en controles mecánicos, hidráulicos, neumáticos, y eléctricos-electrónicos; de ahí que se conozcan los mismos tipos de instrumentación y, que dependiendo de estos últimos y del tipo de control, el funcionamiento eficiente de una planta industrial va a depender de la óptima

vinculación de ambos dentro del proceso.

El tipo de instrumentación en el control de proceso va a depender de la naturaleza de la planta y de sus condiciones de funcionamiento, inclusive de condiciones de seguridad, costos, disponibilidad, confiabilidad, peso y tamaño. Es por esto que, el objetivo que se busca en este capítulo es dar a conocer la manera en como operaban (u operan algunas veces todavía), los diferentes tipos de instrumentación y la forma en que se han venido reemplazando o vueltos obsoletos dentro del campo de las termoeléctricas fósiles; esto, debido principalmente a sus propias deficiencias que presentaban ante la aparición de nuevas formas de control de procesos.

Como complemento a lo anterior, mencionaremos algunos instrumentos más usuales dentro de los tipos de instrumentación a tratar, mencionando sus propias ventajas y desventajas y, finalmente, daremos algunas aplicaciones reales de los mismos, que aún tienen uso en los procesos de medición y control de las unidades termoeléctricas.

Antes de proseguir con lo dicho, conviene sentar las bases teóricas de los sistemas de control automáticos, así como las condiciones de carácter general relativas a ajustes de sistemas de control, debido a que en las siguientes secciones y capítulos, será necesaria y notoria la relación de la instrumentación y el control automático. Por lo tanto debemos tener las bases fundamentales de ello para mejor entendimiento en el uso de dichos términos durante su aplicación.

- Teoría de control -

Básicamente definiremos los siguientes conceptos: Los propósitos fundamentales que en una central termoeléctrica cubre la instrumentación y control, las funciones básicas de control, los elementos de un sistema de control automático, eficiencia del control, el origen de los cambios de carga y finalmente, los modos de control automático.

Propósitos de la instrumentación y control

1.- Seguridad. Es esencial para los operadores un registro o indicación continua de magnitudes de gran importancia tales como la presión de vapor, temperatura de metales de las calderas, nivel del domo, etc. y sistemas completos de alarma.

Los controles automáticos suministran acción anticipada con el objeto de reducir la magnitudes de las variaciones en comparación con una operación manual. Los bloques (interlock) garantizan una secuencia de operaciones adecuadas durante el arranque, paro o en situaciones de emergencia, de tal forma que el equipo queda asegurado para operación normal, y con esto, se disminuye el peligro de confusiones.

2.- Automatismo. El objetivo de los sistemas de control es facilitar la continuidad del servicio a cargas variables y dentro de condiciones prescritas de opera-

ción. La instrumentación centralizada permite una supervisión constante de las indicaciones, reduciendo en gran parte el esfuerzo físico que desarrolla el hombre.

3.- **Eficiencia.** Los sistemas de control de varios elementos se diseñan y ajustan de tal manera que aseguran máxima eficiencia de los ciclos que se manejen suministrando las cantidades precisas de combustible, aire, agua, etc. que las condiciones de demanda requieran.

La figura III.1.1 muestra el proceso de un intercambiador de calor bajo el control de un operador. Las funciones del operador consisten en sensar la temperatura de salida del agua y accionar la válvula de vapor de tal manera de controlar la temperatura del agua dentro del valor deseado. Si consideramos que el proceso se encuentra balanceado, es decir la temperatura del agua es igual al valor prescrito, nos preguntamos ¿qué sucederá si aumenta el flujo de agua?

En base a las constantes de tiempo del sistema, es lógico que pase un cierto tiempo antes de que el agua de baja temperatura llegue a la mano derecha del operador. Cuando el operador siente este cambio de temperatura, deberá compararla con la temperatura que él desea, mentalmente calculará cuánto y en que dirección se deberá reposicionar la válvula y en seguida hará

la corrección.

Es lógico también que habrá un tiempo de retraso mientras que la corrección realizada en la posición de la válvula modifique la temperatura del agua y así ser sentida por el operador.

Hasta este momento, el operador sabrá si la corrección que hizo fué correcta, en exceso o en deficiencia y estará capacitado para hacer más ajustes hasta llevar la temperatura al valor deseado exactamente.

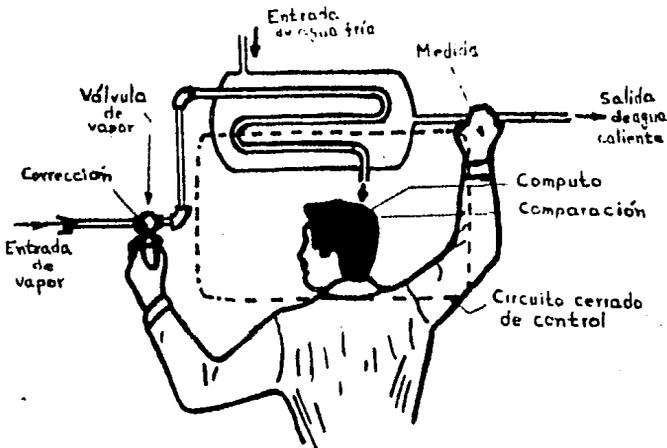


Figura III.1.1 Intercambiador de calor operado en forma manual.

Esta secuencia de acciones de medición, comparación, computación y corrección forman un circuito cerrado - que se repetirá hasta que la temperatura llegue al valor deseado. De tal forma que la eficiencia se verá incrementada de acuerdo a la rapidéz del operador al sensar y corregir la temperatura deseada.

Funciones básicas de control.

Nuevamente podemos decir que en el sistema controlado manualmente de la figura III.1.1, el operador MIDE la temperatura de salida, la COMPARA con el valor que él desea, CALCULA CUANTO accionar la válvula de vapor y hace la corrección al circuito de vapor. Estas cuatro funciones básicas en control manual son las mismas que debe realizar cualquier controlador automático de tipo industrial.

Elementos de un sistema de control automático.

Los elementos que componen un sistema de control automático interconectados para formar un circuito cerrado se muestra en la figura III.1.2.

Una comparación de la figura anterior y la del control manual del operador demuestra que los dos sistemas realizan las mismas funciones y en el mismo orden.

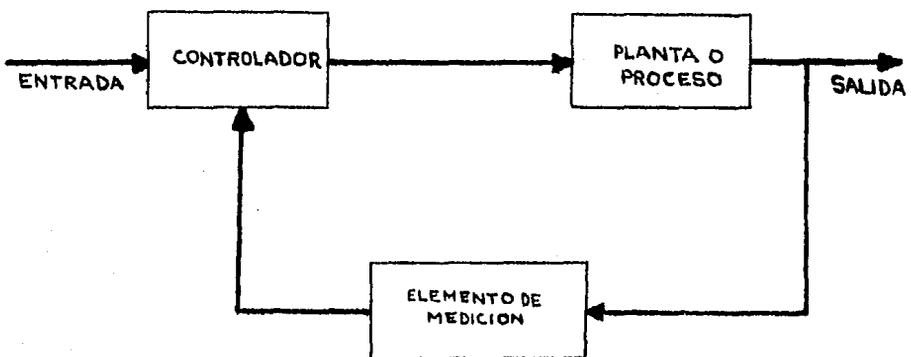


Figura III.1.2 Sistema de control de lazo cerrado.

Los elementos de medición sensan y evalúan la variable a

la salida del proceso.

La función de comparación del valor medido de la variable con el valor deseado se hace en el detector de error el cual produce una señal en caso de existir una diferencia entre los valores.

Esta señal de error tiene una cierta relación con la desviación y se le llamará computación. Esta relación dependerá del tipo de controlador que se esté utilizando.

La función de corrección al proceso se hace mediante el elemento final de control el cual es accionado por un operador motorizado. Podemos considerar que un controlador automático es un dispositivo que toma una señal de la salida de un proceso y la realimenta a la entrada del proceso.

Por lo tanto, al circuito cerrado de control se le llama control de realimentación.

Dijimos anteriormente que la señal correctiva tendrá diversas formas dependientes del tipo de controlador usado. De manera que cuando el operador siente que la temperatura está baja, puede mover la válvula de vapor de modos diferentes:

- 1) Abre la válvula totalmente.
- 2) Abre la válvula lentamente y a velocidad constante en tanto haya desviación de la variable controlada.
- 3) Abre la válvula más cuando la desviación ocurre muy rápido.
- 4) Abre la válvula una cierta cantidad por cada unidad de desviación.

Eficiencia del control.

La eficiencia con la cual trabaja el control de un proceso está relacionada directamente con dos efectos que son: los cambios de carga y el retardo del proceso. En el primero, son cambios en la variable controlada debidos a una alteración de las condiciones del proceso y, en el segundo, se define como el tiempo que toma la variable controlada para llegar a un nuevo valor cuando ha ocurrido un cambio de carga.

La carga del proceso es la cantidad total del agente de control requerida por un proceso en cualquier momento para mantener la variable del proceso en el valor prescrito. Los cambios de carga originarán una señal en el controlador que va al elemento final de control el cual a su vez mantendrá la variable controlada en un valor determinado. Tanto la magnitud como la dirección de la variación son factores importantes. En el intercambiador de calor del ejemplo, la cantidad y temperatura de fluido que pasa a través del mismo pueden originar cambios de carga. Una disminución en el flujo requiere menos vapor (agente de control). Una disminución de temperatura requerirá más vapor.

Origen de los cambios de carga.

Los cambios de carga pueden ser producidos por una ó varias de las siguientes causas:

- 1) Cambios en la demanda del medio controlado, es decir hablando del ejemplo una variación en flujo ó temperatura del agua ocasionará que se requiera más o menos vapor para mantener la temperatura de salida dentro del valor prescrito.

- 2) Variación en la calidad del agente de control. Si se está utilizando vapor como agente de control y varía su presión y consecuentemente su temperatura, la cantidad de vapor requerido para calentamiento también será diferente.
- 3) Cambios en las condiciones del medio ambiente. Las variaciones en temperatura en las inmediaciones de un intercambiador de calor, requerirán más vapor en invierno aunque todas las demás condiciones se mantengan constantes.
- 4) Variaciones en el punto de ajuste. Este es un ajuste ajeno al proceso, que significa nuevas necesidades de energía para cumplir con las nuevas condiciones.

Clasificación de los modos de control automáticos.

Los instrumentos industriales de control automáticos de la actualidad se construyen de tal forma que produzcan un ó una combinación de los siguientes modos de control.

- Dos posiciones o de sí-no.
- Proporcional.
- Integral.
- Proporcional+integral.
- Proporcional+derivativo.
- Proporcional+integral+derivativo.

Acción de dos posiciones o de sí-no.- En este tipo de sistema de control el elemento accionador tiene solamente dos posiciones fijas, que en muchos casos son simplemente conectado y desconectado. Por esta razón este tipo de control es simple y económico, y es usado ampliamente en la industria.

Sea la señal de salida de control $m(t)$ y la señal de error actuante $e(t)$. En un control de dos posiciones, la señal $m(t)$ permanece en un valor máximo o mínimo, según que

la señal de error actuante sea positiva o negativa, de modo que

$$m(t) = \begin{cases} M_1 & \text{para } e(t) > 0 \\ M_2 & \text{para } e(t) < 0 \end{cases}$$

donde M_1 y M_2 son constantes. Generalmente el valor mínimo M_2 es o bien cero ó $-M_1$. Los controles de dos posiciones son generalmente dispositivos eléctricos, donde habitualmente hay una válvula accionada por un solenoide eléctrico. También los controles neumáticos proporcionales - con muy altas ganancias actúan como controles de dos posiciones.

La figura III.1.3(a)y(b) presenta los diagramas de bloques de controles de dos posiciones. El rango en el que se debe desplazar la señal de error actuante antes de que se produzca la conmutación se llama brecha diferencial que hace que la salida del control $m(t)$ mantenga su valor hasta que la señal de error actuante haya pasado levemente del valor cero.

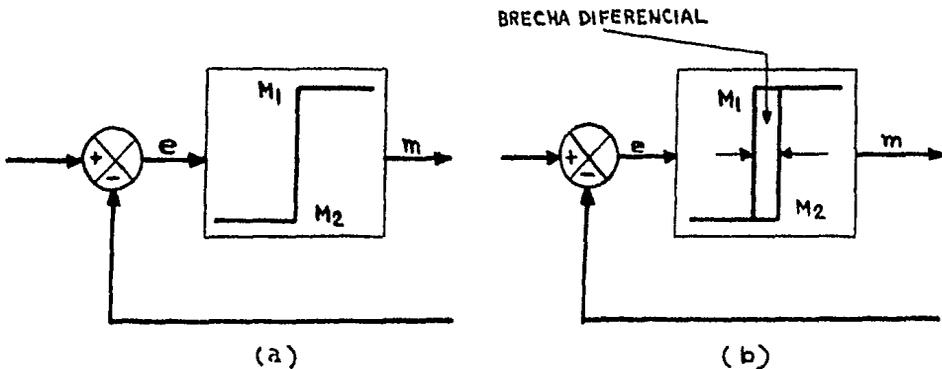


Figura III.1.3 Diagrama de bloques de un control si-no (simple, y con brecha diferencial).

Acción de control proporcional.- Para un control de acción proporcional la relación entre la salida del controlador $m(t)$ y la señal de error actuante $e(t)$ es

$$m(t) = K_p e(t)$$

donde K_p se denomina sensibilidad proporcional o ganancia.

Cualquiera que sea el mecanismo en sí, y sea cual fuere la potencia que lo alimenta, el control proporcional prácticamente es un amplificador con ganancia ajustable. En la figura III.1.4 se muestra un diagrama a bloques de este control.

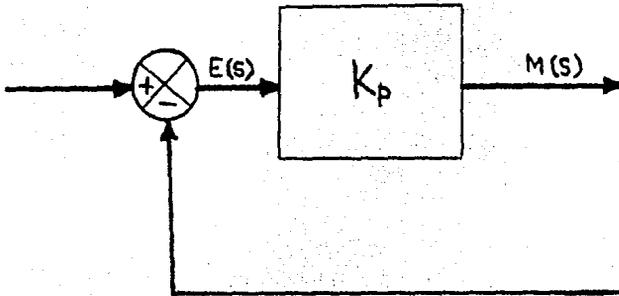


Figura III.1.4 Diagrama a bloques de un control proporcional.

Acción de control integral.- En este tipo de control, el valor de la salida del controlador $m(t)$ varía proporcionalmente a la señal de error actuante $e(t)$. Es decir,

$$\frac{dm(t)}{dt} = K_i e(t)$$

6

$$m(t) = K_i \int_0^t e(t) dt$$

donde K_i es una constante regulable dada por

$$K_i = \frac{K_p}{T_i}$$

y en la que T_i es denominado tiempo integral (regula la acción de control integral). La figura III.1.5 muestra un diagrama a bloques de este control.

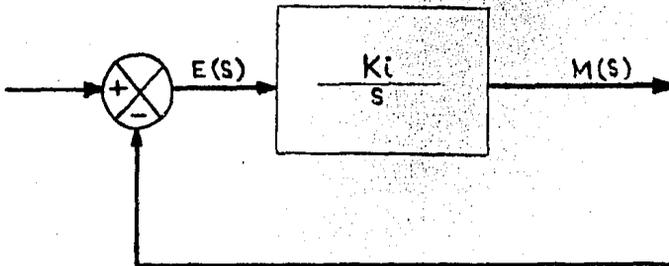


Figura III.1.5 Diagrama de bloques de un control integral.

Acción de control proporcional e integral.- Este modo de control está definido por la siguiente expresión:

$$m(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(t) dt$$

La figura III.1.6 (a) muestra un diagrama a bloques de este tipo de acción de control. Si la señal de error actual $e(t)$ es una función escalón unitario como se ve en la figura III.1.6 (b), la salida del control $m(t)$ pasa a ser la indicada en la figura III.1.6 (c).

Acción de control proporcional y derivativo.- La acción de control proporcional y derivativo queda definido por la siguiente expresión:

$$m(t) = K_p e(t) + K_d \frac{d e(t)}{dt}$$

donde K_d es la constante derivativa regulable como K_p , y está dada por:

$$K_d = K_p T_d$$

en donde T_d es el tiempo derivativo regulable. La acción de control derivativa a veces se le llama control de velocidad; es cuando el valor de salida del control es proporcional a la velocidad de variación de la señal de error actuante. El tiempo derivativo T_d es el intervalo de tiempo en el que la acción de velocidad se adelanta al efecto de acción proporcional. La figura III.1.7 (a) muestra un diagrama a bloques de este tipo de control. Si la señal de error actuante $e(t)$ es una función rampa unitaria, como se muestra en la figura III.1.7 (b), la salida del control $m(t)$ es la que se muestra en la figura III.1.7 (c).

Mientras la acción de control derivativa tiene la ventaja de ser anticipadora, tiene las desventajas de que amplifica las señales de ruido y puede producir efecto de saturación en el accionador.

Acción de control proporcional y derivativo e integral.--

Esta acción de control tiene las ventajas de cada una de las tres acciones de control individuales. Su ecuación característica está dada por

$$m(t) = K_p e(t) + K_d \frac{d e(t)}{dt} + K_i \int_0^t e(t) dt$$

Un diagrama a bloques de este control combinado se muestra en la figura III.1.8 (a). Si $e(t)$ es una función rampa unitaria como se muestra en la figura III.1.8 (b), la salida del control $m(t)$ es la mostrada en la figura III.1.8 (c).

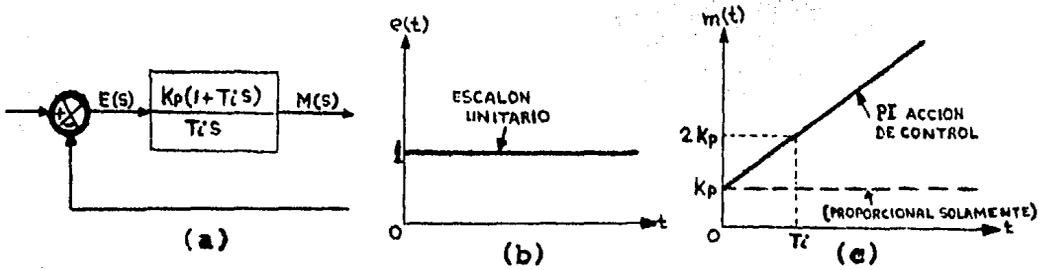


Figura III.1.6 Diagrama de bloques de un control proporcional e integral, mostrando su respectiva salida a una entrada escalón unitario.

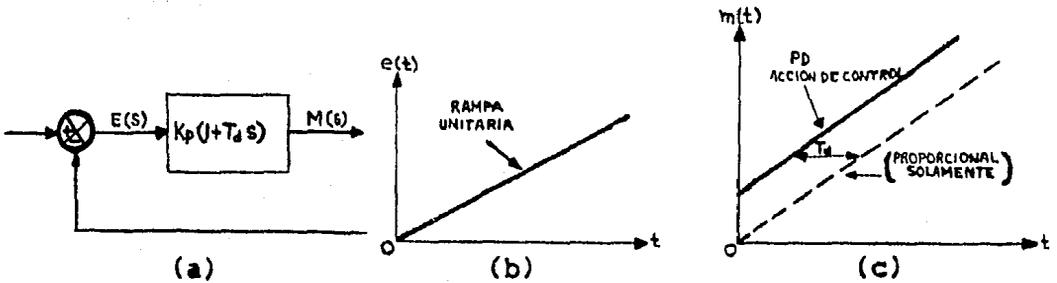


Figura III.1.7 Diagrama de bloques de un control proporcional y derivativo, mostrando su respectiva salida a una entrada rampa unitaria.

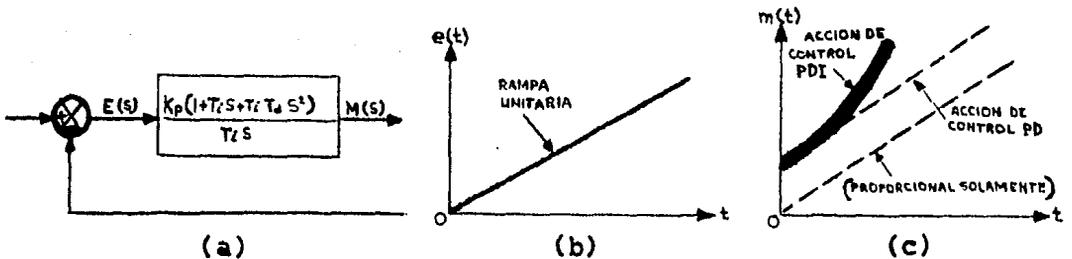


Figura III.1.8 Diagrama de bloques de un control proporcional y derivativo e integral, mostrando su salida a una rampa unitaria de entrada.

III.2 Instrumentación mecánica

Breve bosquejo histórico.

Remontándonos a las antiguas centrales termoeléctricas, vemos que su instrumentación se ha venido reformando en función de las necesidades y requerimientos que han ido surgiendo tomando como punto de partida al sistema control caldera. Así, en el año de 1905 surgen los primeros reguladores de agua de alimentación y de aire, en 1910 surgen los paquetes hidráulicos de regulador de tiro de chimenea y el sistema balanceado de succión de Mc Lean. En aquel período los reguladores de succión son los más aceptados, los cuales eran operados a base de válvulas piloto que trabajaban a base de vapor ó agua a presión. Esos reguladores también eran usados con las máquinas primitivas impulsadoras que alimentaban al hogar, y que consistían de una serie de cables, palancas, cadenas y poleas.

Con calderas de más respuesta a cambios de combustible y aire, la tecnología fué prontamente explotando el desarrollo del equipo primario por ligadura entre la succión del aire y el control de combustión dentro de un mismo sistema o conocido propiamente como control de combustión. Inicialmente este tipo de sistema consistió de un regulador de cables individuales o cadenas que iban al sistema de combustible y aire.

En base a lo expuesto anteriormente, vemos que la instrumentación mecánica es quizá la más antigua que se utilizó para los procesos de medición y control de una termoeléctrica.

Como instrumentación propiamente mecánica diremos que poco tiempo tuvo que funcionar, debido a que ésta rápidamente se tuvo que combinar con la instrumentación hidráulica para su mejor aprovechamiento dentro de los sistemas termoelectricos. Así vemos que algunos instrumentos o sistemas mecánicos eran funcionales hasta antes de la aparición de los otros tipos de instrumentación, como es el caso de los reguladores de velocidad, los cuales basan su principio de operación en el regulador de vapor de Watt. También tenemos el caso de los medidores de diafragma y fuelle que son dos tipos de dispositivos de deformación elástica muy parecidos, que se utilizaban ampliamente para las mediciones de presión absoluta y presión diferencial, pero que se tuvieron que reemplazar debido a que no son muy convenientes o apropiados para mediciones de transitorios o bien porque no eran convenientes para poder transmitir eficientemente la señal hasta el cuarto de control que en ese entonces se empezaba a organizar.

Podemos decir que dentro de los procesos termoelectricos de la actualidad, la instrumentación propiamente mecánica no se le encuentra sola, sino como parte de otros tipos de instrumentación. Sin embargo, a pesar de lo anterior persisten algunos dispositivos mecánicos como es el caso de elementos finales de control, esto es como controladores autoactuantes y mecanismos tipo flotador, los cuales son descritos brevemente a continuación así como su respectiva aplicación que tienen dentro de las termoelectricas.

• Controlador autoactuante •

Este tipo de controlador contiene tanto el elemento de medición como el accionador y utiliza potencia tomada del elemento de medición; además de ser muy simple y económico. En la figura III.2.1 se muestra un ejemplo de este tipo, en el cual se puede ver que el punto de ajuste queda determinado por el ajuste de la fuerza del resorte. El diafragma mide la presión controlada. La señal de error actuante es la fuerza neta que actúa sobre el diafragma. Su posición determina la apertura de la válvula. En un control como éste, el flujo a través de la apertura de la válvula es aproximadamente proporcional a la señal de error actuante.

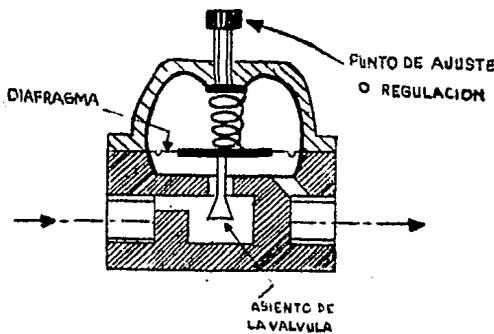


Figura III.2.1 Controlador autoactuante.

Una de las aplicaciones de este tipo de controlador dentro de los procesos termoeléctricos es en el control de nivel de los calentadores, donde se le utiliza como regulador-limitador de la extracción de vapor de la turbina hacia dichos calenta -

dores.

• Mecanismos de flotador •

La figura III.2.2 muestra una esfera conectada a una barra y ésta a una flecha rotatoria que opera sobre el cojinete, soporte, o empaque, unido a un puntero indicador y a una escala. El viaje efectivo del flotador y del dispositivo de medición de flecha es limitado debido a consideraciones prácticas. El ángulo α , que se muestra en la misma figura, no debe exceder de 60° de la rotación de la flecha ($\pm 30^\circ$ de la horizontal) con el objeto de obtener una medición y respuesta satisfactoria.

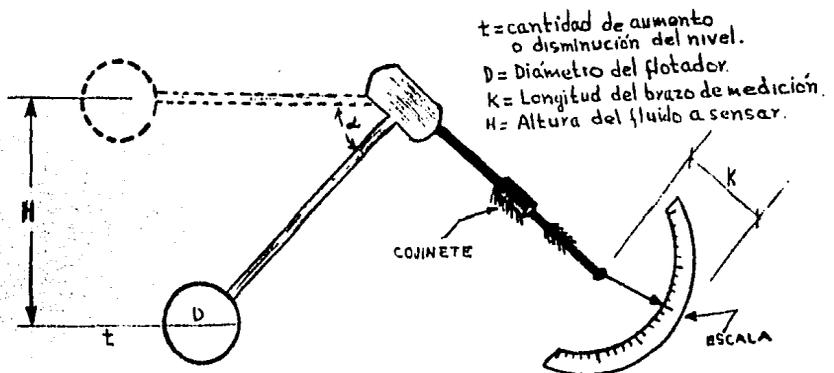


Figura III.2.2 Principio de operación del mecanismo flotador.

III.3 Instrumentación hidráulica

Breve bosquejo histórico.

La instrumentación hidráulica tiene sus inicios de desarrollo durante el período comprendido de 1920 a 1940 cuando nueva - mente el sistema control caldera se pretendió a ser mejorado,

y por consiguiente los sistemas restantes de la termoelectrica de aquellos años. En el período antes mencionado, surgió el sistema completo del control de combustión electro-hidráulico y, de los tres elementos del sistema agua de alimentación, los cuales operaban con regulador de tiro de chimenea, y los calentadores de agua de alimentación tipo electro-hidráulicos con válvulas de control. Este tipo de regulador y el alimentador de agua a base de válvulas fué instalado por Bailey Meter Company durante los años 1920's .

Durante los inicios de los años 1930's se dieron cuenta que dentro de los mecanismos mecano-hidráulicos ó contactos eléctricos era necesario tener ciertas acciones diferentes de control, tales como ahora los conocemos (proporcional, integral, derivativo). Con este tipo de acciones, la instrumentación sería más confiable y de costos más razonables, y aún mejores después con el advenimiento de la instrumentación neumática y electrónica. Cabe mencionar que durante este período, el control eléctrico que empezaba a tener sus inicios no fué aprovechado o tal vez resultaba demasiado caro tratar de competir con el tipo de instrumentación que en ese entonces se estaba utilizando.

En lo que respecta a esta sección, expondremos brevemente los principales dispositivos hidráulicos que comúnmente se emplean como instrumentación hidráulica, así como las ventajas y desventajas que tiene ésta última dentro de una central termoelectrica.

La instrumentación hidráulica basa su principio de operación en un líquido como medio de control que, con ayuda de aire a altas presiones realiza las mismas funciones que la neumática o la electrónica. Esto es, con este tipo de instrumentación podemos obtener los diferentes modos de acción de control descritos anteriormente a base de dispositivos accionados hidráulicamente, principalmente servomotores hidráulicos y relevadores hidráulicos. En este caso, los elementos que constituyen a un controlador hidráulico básicamente son: (1) un relevador o amplificador hidráulico, (2) un detector de error y (3) una sección de la señal sensada.

Los relevadores hidráulicos admiten un pequeño desplazamiento mecánico en el control de salida de una fuente de alimentación de potencia hidráulica de manera que sea empujado a accionar la carga. Como ejemplos de estos relevadores se encuentran los tipos tubo tobera y válvula carrete, los cuales se muestran en la figura III.3.1.

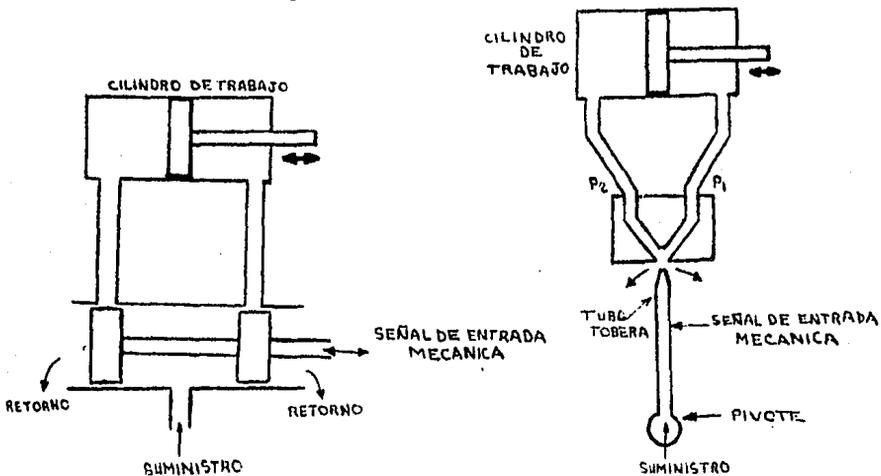


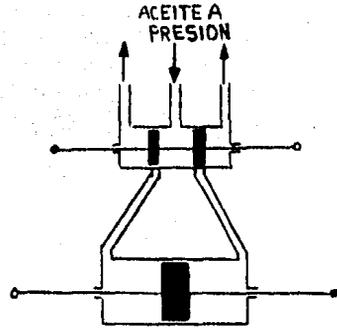
Figura III.3.1 Dos tipos de relevadores hidráulicos.

Un servomotor hidráulico básicamente es un amplificador de potencia hidráulico controlado por una válvula piloto y un actuador. La válvula piloto es una válvula equilibrada, en el sentido que la presión de todas las fuerzas que actúan sobre él están equilibradas. Se puede controlar una salida de gran potencia con una válvula piloto, que puede ser posicionada con muy poca potencia. Un servomotor hidráulico de este tipo se muestra en la figura III.3.2.

A pesar de lo expuesto anteriormente, la instrumentación hidráulica ha dejado de ser ampliamente utilizada dentro de los procesos termoeléctricos debido principalmente a los riesgos que presenta ésta, y por mejores ventajas que presentan la neumática y la electrónica que la han reemplazado casi en su totalidad, pues en la actualidad los sistemas hidráulicos dentro de las termoeléctricas tienen su máxima aplicación dentro del sistema de control turbina. Generalmente los sistemas de control hidráulico son seleccionados más en base a la demanda de control requerida que sobre bajos costos de inicio. De manera que, conforme se requiera aumento de potencia, los sistemas hidráulicos se verán favorecidos. Es por esto que el sistema de control turbina se ve favorecido de la instrumentación hidráulica debido a que aquí se manejan grandes cantidades de fluido a muy altas cargas o presiones para mantenimiento de la misma turbina y de ahí que se tenga fuente disponible para accionar dispositivos hidráulicos para el control y supervisión del mismo sistema. Es posible con sistemas hi -

dráulicos ubicar cargas pesadas con precisión y acción rápida. De tal forma que actualmente para el sistema turbina se utilizan combinaciones de sistemas hidráulicos y electrónicos, debido a que en ellos se suman las ventajas de ambos, además de poder supervisarse desde el cuarto de control.

Figura III.3.2 Servomotor hidráulico.



Los sistemas e instrumentos hidráulicos perdieron preferencia en los demás sistemas termoeléctricos con el advenimiento de la instrumentación neumática y electrónica debido principalmente a las siguientes razones: a factores económicos y a sus riesgos debidos a fugas o escape de fluidos (generalmente aceites combustibles) que causaban incendios cuando estos eran requeridos en algún proceso donde se manejaban fuentes caloríficas, además, los sistemas hidráulicos requerían líneas de retorno para su respectiva fuente de energía, como también de líneas surtidoras de aire.

Para complementar lo expuesto anteriormente, describiremos a continuación dos aplicaciones hidráulicas dentro de las termoeléctricas.

• Indicador de nivel hidráulico operado por flotador •

Este tipo de indicador consta de un flotador y un brazo que acciona un arreglo de dos fuelles mecánicamente interconectados como se muestra en la figura III.3.3.

De este modo se proveen dos sistemas hidráulicos separados llenos con un líquido cuya relación de temperatura-viscosidad es relativamente constante.

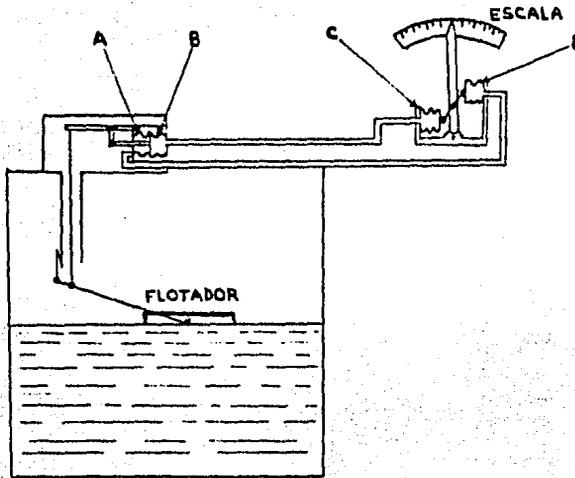


Figura III.3.3 Medidor tipo hidráulico operado por flotador.

Este principio fundamental se ha utilizado durante años en la medición de todo tipo de líquidos corrosivos y no corrosivos. Conforme el flotador se mueve hacia abajo, su brazo opera el eslabón de la carrera. Esto provoca que el fuelle A se expanda y succione líquido del fuelle D el cual se comprime.

me, simultáneamente el fuelle B se comprime desplazando líquido dentro de C. Debido a que los fuelles C y D están eslabonados, combinan su acción provocando que el puntero se mueva e indique el nivel del líquido en el recipiente. Cuando este nivel sube, mueve el flotador hacia arriba y la acción es inversa. Un arreglo de eslabones en el extremo de indicación o registro, proporciona compensaciones por diferencias de temperatura a las cuales está expuesto el sistema y la tubería de interconexión.

• Controlador de nivel tipo termo-hidráulico •

Este sistema se ha venido utilizando durante más de 60 años; su uso más popular es en calderas de vapor pequeñas de baja presión, que tienen características de flujo relativamente estables.

La figura III.3.4 nos muestra al sistema llamado "termo-hidráulico", el cual opera en base a un generador-regulador, que consiste de dos tubos concéntricos, es instalado en un punto conveniente del domo de la caldera; el tubo interior se conecta por encima y por debajo del nivel del domo, de tal forma que el nivel en el tubo interior corresponde al del domo. Cuando el generador está frío, el espacio anular entre los tubos se llena con agua, y se conecta por medio de una tubería de cobre a una válvula reguladora instalada en la tubería de agua de alimentación de la caldera. Dicha válvula, operada por un fuelle se cierra por medio de un resorte. En operación nor

mal, cuando el nivel de agua en el tubo interior cambia, se libera una mayor o menor cantidad de calor hacia el tubo exterior, según dependiendo de la variación del nivel.

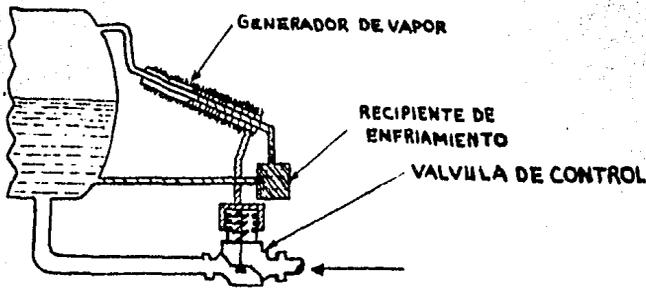


Figura III.3.4 Controlador de nivel tipo termo-hidráulico.

III.4 Instrumentación neumática

Breve bosquejo histórico.

A medida que la instrumentación hidráulica fué perdiendo aplicación en la mayoría de los sistemas termoeléctricos como consecuencia de sus desventajas que presentaba, la instrumentación neumática a partir de los últimos años de los 1930^o ha convenido casi universalmente desde aquel tiempo, debido a su bajo costo de instalación y seguridad comparados con los existentes en ese tiempo. Como resultado de esto, los sistemas neumáticos capturan el 80% de la disponibilidad del equipo que existía en el mercado.

En la primera mitad de los años 1940's se desarrollaron ampliamente los sistemas de control de caldera; uno de estos -- normalmente consistía de un panel del control caldera adjunto a la misma. Controles, ya sea con instrumentos neumáticos o tipo amortiguador, eran directamente conectados al proceso usando aire a presión por líneas directas.

A principios de los años 1950's, los fabricantes en sistemas transmisores, en los cuales las mediciones son convertidas en señales neumáticas y transmitidas a un cuarto de control que ya se organizaba de una manera adecuada, se tuvieron que poner de acuerdo para estandarizar las señales neumáticas; ya que en principio era un desorden con ellas para su transmisión o recepción. Estos rangos que hasta la fecha se mantienen son de 3-15 psi. como señal de salida y de 20 psi. como presión de alimentación.

Más tarde ante la necesidad de cambiar los restantes instrumentos hidráulicos a neumáticos, una transición de dispositivos de succión de aire forzado fueron tomando lugar. Este cambio eliminó algunas de las porciones más difíciles del sistema de control de la misma y le proporcionó una mayor estabilidad. El control automático de la caldera utilizando relevadores lógicos son el comienzo de la posterior mitad de la década (1950-1960) sobre gas y/o combustible a presión en calderas-horno, así como comienzan a surgir los dispositivos electrónicos que en la actualidad han vuelto a revolucionar la instrumentación utilizada en los sistemas termoeléctricos.

Como pudimos apreciar en lo anteriormente expuesto, la instrumentación neumática es la que más se ha usado y desarrollado que las anteriores, respecto a centrales termoeléctricas; pues hasta hace pocos años se había mantenido como la óptima instrumentación para la medición y supervisión de los procesos termoeléctricos, a pesar del surgimiento de la instrumentación electrónica que en gran parte la está reemplazando, y de la - cual será tratada en el próximo capítulo. De manera que por el momento, enunciaremos los principios básicos sobre la instrumentación neumática, enunciando sus ventajas y desventajas; así como, describir brevemente los dispositivos comúnmente utilizados en la misma y, como parte final, dar algunas aplicaciones típicas de la misma dentro de los sistemas termoeléctricos.

Así como los otros tipos de instrumentación tienen su fuerza respectiva como medio de control, la neumática requiere también de una, y que en este caso es aire a presión para poder realizar una operación determinada. Los sistemas neumáticos son únicos cuando son comparados con los hidráulicos. Por ejemplo, el aire, se descarga a la atmósfera en vez de ser retornado. Para esto son usados compresores a desarrollar aire a alta presión y se almacena en un tanque para ser utilizado cuando el proceso lo requiera.

Los instrumentos neumáticos responden a aire a presión como medio de control y son usados para medir y evaluar condiciones de operación en cualquier proceso. Generalmente y en muchas aplicaciones, el aire se usa después para controlar o-

tras variables de proceso (sistemas interconectados).

Las ventajas que presenta la instrumentación neumática básicamente son : su estandarificación de señales, bajos costos de instalación, seguridad en localizaciones rigurosas y disponibilidad de lectura para mantenimiento por personal calificado.

Como únicas desventajas de la instrumentación neumática surgidas en la actualidad, debido a la tendencia de automatizar completamente los sistemas termoelectricos para ser controlados y supervisados por una computadora a control remoto, se han presentado los siguientes: la instrumentación neumática para control remoto resultaría cara. Como consecuencia de lo anterior, su exactitud y respuesta dinámica se verá afectada por factores económicos comparada con la instrumentación electrónica que actualmente se está aplicando.

La instrumentación neumática está integrada básicamente por dispositivos tales como amplificadores neumáticos, relevadores neumáticos, válvulas de accionamiento neumáticas y controladores-transmisores neumáticos.

Los amplificadores neumáticos son del tipo tobera-palometta, que convierten pequeñas modificaciones de la palometa en grandes cambios en la presión antes de la tobera. De manera que se puede controlar una salida de gran potencia con la muy pequeña potencia necesaria para posicionar la palometa.

Los relevadores neumáticos son utilizados como amplificadores de potencia en conexión con el amplificador tobera-palometta.

meta para operar válvulas accionadoras neumáticas grandes. El incremento de ganancia, de un relevador neumático o válvula piloto es usado juntamente con una tobera detectora en un controlador o transmisor. Un relevador también incrementa la capacidad de flujo de aire cuando se requiera un cambio de presión de salida.

Un relevador neumático ampliamente utilizado en controladores neumáticos se muestra en la figura III.4.1, el cual es realimentado por medio de balance-fuerza y provisto de una ganancia constante determinada por el radio de entrada de la realimentación.

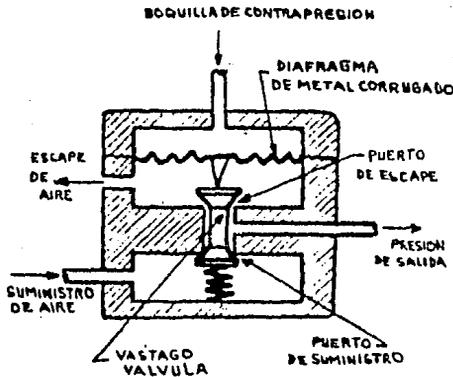


Figura III.4.1 Relevador de acción-directa usado en controladores neumáticos.

Las válvulas de accionamiento neumáticas son una característica de los controles neumáticos, ya que estos emplean casi exclusivamente dichas válvulas. Una válvula de este tipo puede brindar gran potencia de salida, para lo cual requieren una gran potencia de entrada y por lo mismo disponer de sufi-

ciente cantidad de aire comprimido. En la figura III. 4.2 se muestra una válvula de este tipo. La presión normal de control para este tipo de válvula está entre 3 y 15 psi. El desplazamiento del vástago de la válvula está limitado por el recorrido permisible del diafragma y es sólo unas pulgadas. Si se requiere un recorrido mayor, hay que emplear una combinación de pistón y resorte.

Los controladores y transmisores neumáticos realizan básicamente las mismas operaciones que los tipos electrónicos ó hidráulicos, la diferencia primordial es el medio neumático con el cual operan los dispositivos e sistemas neumáticos. Los controladores neumáticos ofrecen diversos modos de control tales como : (1) si-no, (2)proporcional,(3)integral y (4) derivativo.

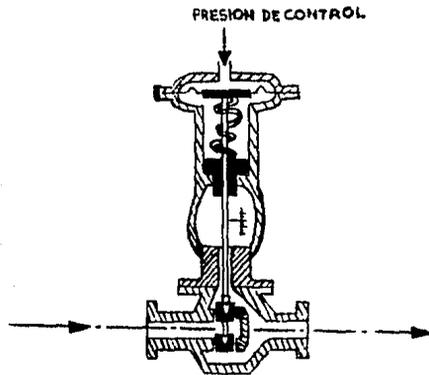


Figura III.4.2 Válvula de accionamiento neumático.

Cuando se usan sistemas de transmisión neumáticos, los controladores no necesitan contener grandes elementos primarios tales como Bourdons. Esos pequeños controladores receptores son aprovechables para uso en cuartos de control que pueden -

ser remotos desde el punto de medición. La figura III.4.3 muestra una aplicación de los transmisores y controladores en un simple intercambiador de calor en forma remota.

*Celda de presión diferencial *

Las celdas de presión diferencial neumáticas, han sido durante mucho tiempo, el dispositivo tradicional que se utiliza para medir la presión diferencial. En la figura III.4.4 se ilustra un ejemplo típico de este tipo de celdas que emplea el principio de balance-fuerza y una cápsula de diafragma como elemento sensor; su principio de operación es el siguiente: Una fuerza resultante proporcional a la diferencia de presiones se ejerce sobre la barra de fuerza "c" por medio de una flexión en "E". El diafragma "D" funciona como sello y pivote de "c", el cual transmite la fuerza por medio de una flexión en "B" a la barra de rango "H" cuyo punto de pivote le proporciona la tuerca de rango "J". Cualquier movimiento de "H" se detectará en el sistema tobera-palometa "A", que a través del relevador "K" producirá una señal de salida neumática proporcional a la diferencia de presiones. Esta señal también se transmite al fuelle de retroalimentación "G", el cual ejercerá una fuerza en la barra de rango "H" en sentido opuesto a la fuerza original. De esta manera se obtiene el balance de fuerzas que permite posicionar adecuadamente el sistema tobera-palometa.

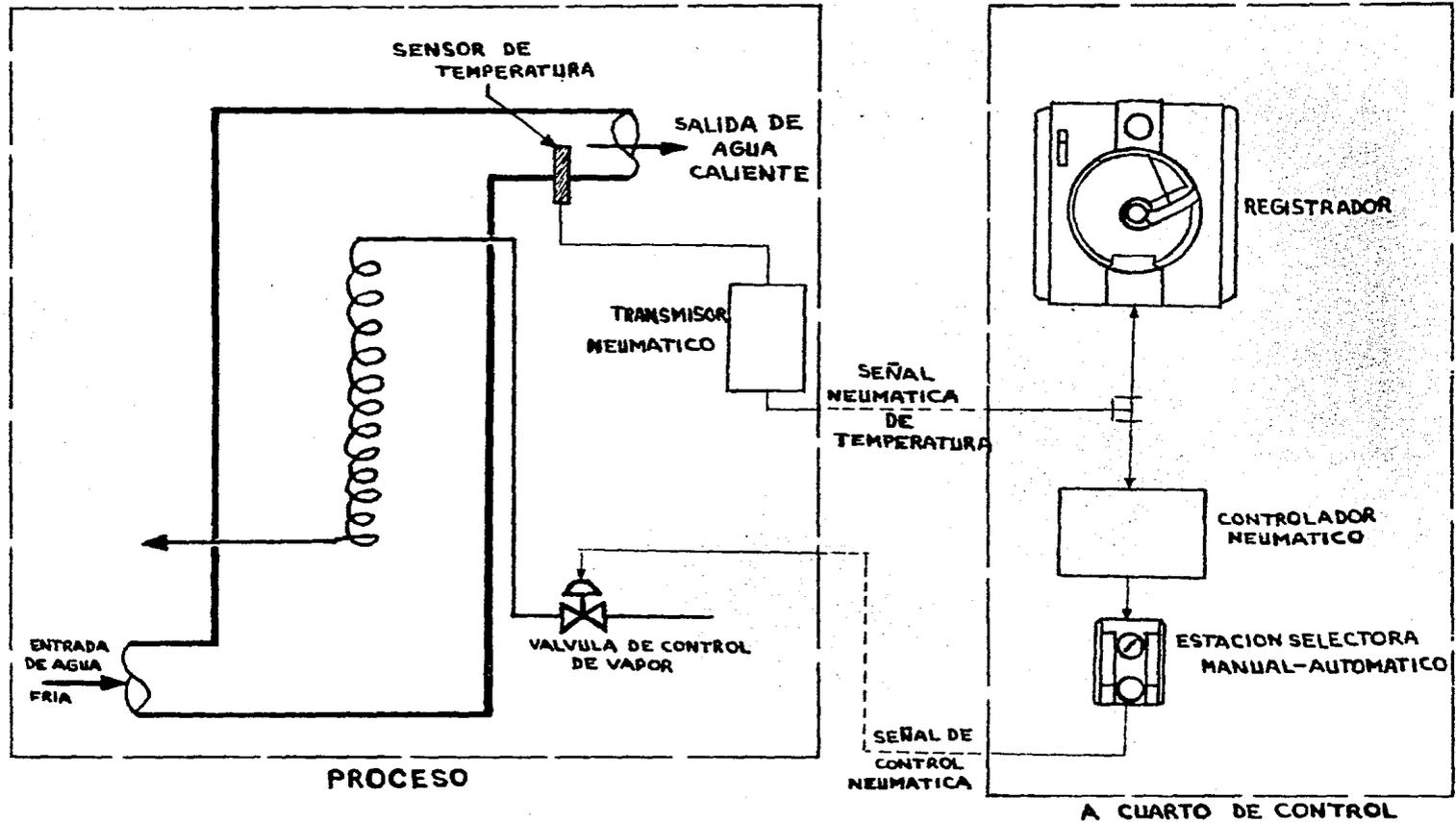


Figura III.4.3 Instrumentos neumáticos típicos aplicados a un simple intercambiador de calor en forma remota.

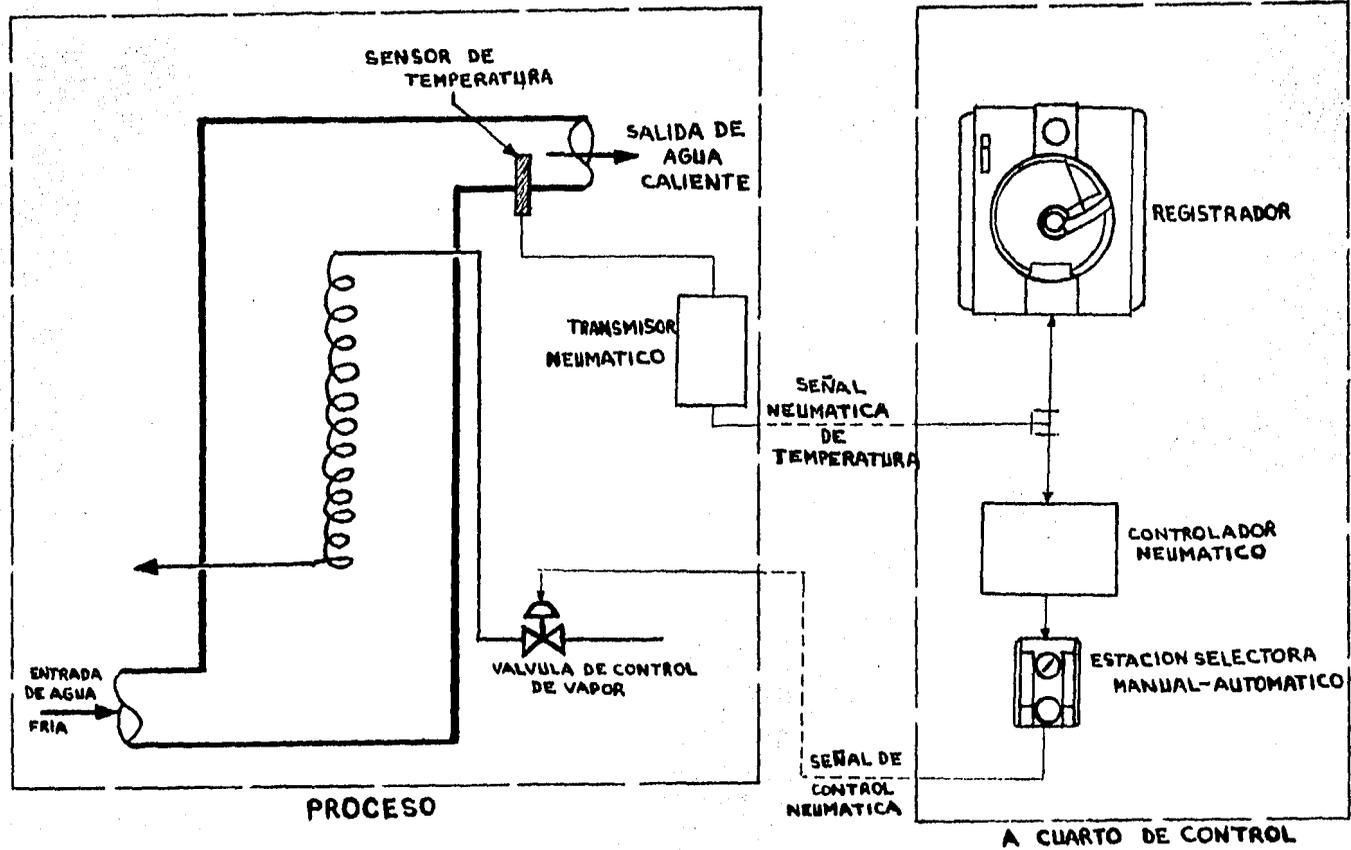


Figura III.4.3 Instrumentos neumáticos típicos aplicados a un simple intercambiador de calor en forma remota.

•Transmisores de presión neumáticos•

Este tipo de transmisores de presión neumática del tipo equilibrio de fuerza son usados para medir presiones que van -- desde los valores muy bajos hasta los muy altos que se presentan en los procesos termoelectricos y para transmitir la señal correspondiente para su uso posterior. El elemento sensor está normalmente encapsulado en una pared gruesa y tiene protección contra exceso de presiones. A continuación se dan algunos detalles técnicos típicos de los transmisores neumáticos:

Señal de salida----- 3-15 lb/pulg² (0.2-1.0 Kg/cm²),
Presión de alimentación-- 20 lb/pulg² (1.41 Kg/cm²).
Distancia de transmisión--Varios centenares de pies.
Exactitud ----- + 0.5% del intervalo de medición.

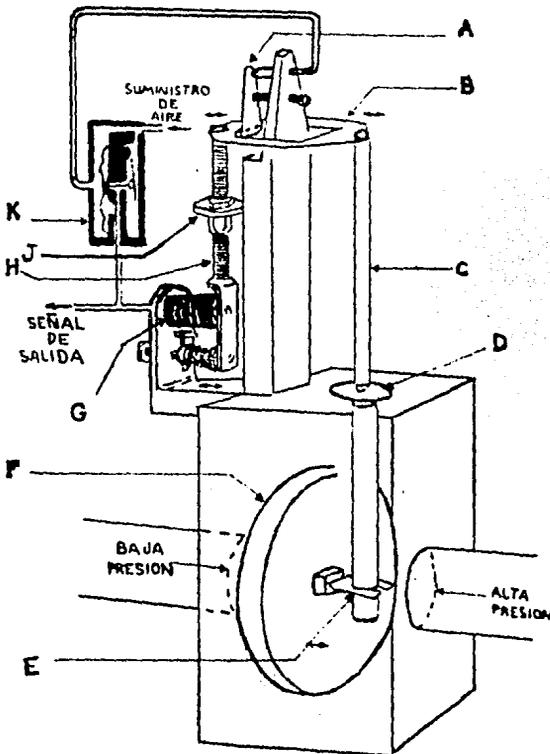


Figura III.4.4 Diagrama esquemático de una celda de presión diferencial neumática.

Algunas de las aplicaciones típicas de los transmisores de presión en las centrales termoeléctricas son el control e indicación de :

- La presión en el dome de la caldera.
- La presión del vapor principal.
- Las presiones de succión y descarga en las bombas de agua de alimentación.

Capítulo IV

La electrónica en la instrumentación

iv.1 Introducción

Las técnicas de la instrumentación y control de un proceso industrial han cambiado muy rápidamente con la aparición y el desarrollo de dispositivos electrónicos encaminados a detectar parámetros físicos primarios, así como para controlar variables que anteriormente no se podían realizar tan fácilmente. En muchos casos, se obtiene una mejor precisión en la medición de cantidades físicas básicas por medio de estos nuevos dispositivos. Se puede afirmar con certeza, que el desarrollo de las técnicas de la instrumentación será más amplia y más rápida debido a la creciente demanda de medición y control de variables físicas en una amplia variedad de aplicaciones. Para afrontar esta demanda, el ingeniero debe de estar familiarizado con los principios de operación básicos de los diferentes dispositivos electrónicos y las ideas que rigen el desarrollo y uso de la instrumentación.

Antes de continuar con el objetivo de este capítulo, vale la pena conocer como la instrumentación electrónica se ha venido confirmando en su uso desde sus inicios hasta la actualidad

dentro de los sistemas de una central termoeléctrica fósil. A sí vemos que a lo largo de los años 1950^g con la aparición del "estado sólido" computado y los sistemas de transmisión de datos se inicia un cambio en la instrumentación existente. A principio de los 1960^g , se argumentaba el cambio del sistema control caldera neumática a electrónico. En adición, algunos factores económicos cambiaban, entre los principales fué el costo de instalación al tener que utilizar alambre duro-continuo y rígido conductor en un control electrónico. Pero, pronto el uso de cable multiconductor minimizó el costo, poniendo en despliegue su disposición para puertear las señales electrónicas a lo largo de la central.

Al principio, los sistemas electrónicos en comparación con los neumáticos no se justificaban completamente dadas las condiciones que prevalecían en dichas centrales. Ello trajo consigo movimientos de los sistemas ya existentes dada la conveniencia de transición que aparentemente fué tomando lugar; y como resultado de lo mismo, se tuvieron que buscar técnicas de aprendizaje tan rápidamente como fuese posible para estas nuevas tecnologías ofrecidas. Consecuentemente, hubo una transición rápida de neumática analógica a electrónica analógica. Conforme los sistemas transmisores neumáticos se fueron reemplazando ó probándose en otros sistemas, transistores y amplificadores magnéticos fueron usándose para la acción de control de la unidad.

Los sistemas automáticos de control (eléctricos-electróni-

cos) dentro de los sistemas termoeléctricos tienen su inicio de aplicación dentro del sistema caldera. Su principal aplicación consistió en mantener la flama proporcionada por los quemadores a las necesidades requeridas por la caldera y al mismo tiempo controlando la temperatura del vapor principal y recalentando en un balance cerrado; así como también controlando la relación aire/combustible y agua de alimentación. Complejas estructuras de control fueron resultando debido a la demanda de muchas aplicaciones. Debido al gran número de control lógico computado y de sucesos ocurridos después, pronto la acción de control de la unidad contaba con el 0.5 de exactitud para la aplicación. Como resultado de esto, la acción de control de la unidad alcanza el 0.1% de exactitud y mejor fué desarrollado en la segunda generación de los sistemas de control electrónico en el período de 1963-1964.

El control caldera con lógica de estado sólido y relevadores iniciales fueron para gas y aceite, y después por pulverizadores de carbón en la mitad de los 1960's. Durante la mitad de estos años fueron desarrollados conceptos para simplificación y estandarificación de la interface operador utilizando sistemas por interposición lógica para control-motor. Con esos sistemas, y usando combinaciones de módulos de switches e indicadores, se desarrolló una interfáz total de operador con todos sus sistemas integrados.

El sistema computadora monitorea variables de proceso de la central, así como ejecuta el funcionamiento de la misma, y

por el año de 1970 el uso de CRTs blanco y negro y teclado alfanumérico para mensajes de datos en displays y tipos para copia flexible resultan muy caros. En las postrimerías de los años 1960s y principios de los 1970s, algunos emprendedores esfuerzos se realizan para concluir y completar el sistema arranque-operación automático. Esas instalaciones inicialmente son muy costosas y por lo mismo sus beneficios son dudosos. La década de los 1970s comienza con cambios de circuitos amplificadores integrados. Los beneficios son una reducción en espacio del gabinete y reducción de calor por disipación.

De manera que el desarrollo de otro sistema de control no se le impulsó tanto como a la caldera debido principalmente al avance de la tecnología que tuvo ésta durante esos años. Desde 1970 cinco compañías instalaron y utilizaron el control digital directo (DDC) sobre los sistemas de las unidades caldera-turbina-generador. Planes adicionales llegan en este período de 1979-1980 para unidades con datos de arranque-paro automático. Los sistemas computadora ahora se usan extensamente con CRTs a color, con ambas capacidades de alfanuméricos y gráficos. Las líneas impresoras son usadas e instaladas en varios tipos, y sistemas que tendrán 2000 a 3000 entradas. Un alto nivel de control en lenguajes software tienden a desarrollarse.

Sistemas más convencionales, tales como controladores programables o microprocesadores son desarrollados para el control de quemadores/pulverizadores. En los sistemas analógicos, se reduce el tamaño de la estación del operador teniendo que

desarrollar la reducción en el tamaño del cuarto de control y de métodos de continuidad, usando una propia fuente suministradora de potencia para mejorar al sistema de disponibilidad que se veía ofrecido.

Como pudimos apreciar en la breve reseña anterior, la instrumentación y control electrónico dentro de los sistemas de una termoeléctrica se ha venido desarrollando ampliamente a tal grado que ésta puede funcionar o ser parada en cualquier momento desde un centro de control lejano a la central termoeléctrica; para lo cual, necesariamente se le ha tenido que equipar de instrumentación eficiente y controles automáticos, y que en la actualidad mayormente son del tipo eléctrico-electrónicos. Hoy vemos que la gran mayoría de los dispositivos de medición, utilizan algún principio eléctrico básico para su operación o cuentan con un dispositivo electrónico para las etapas intermedia, de modificación y final de la lectura. Por lo tanto, a lo largo de este capítulo nos enfocaremos principalmente sobre la importancia y utilización que actualmente tienen los instrumentos electrónicos dentro de los diferentes procesos termoeléctricos desde la etapa de medición hasta su lectura final en el cuarto de control, o bien, en el propio campo; así como sus respectivas ventajas y desventajas que representa su utilización. Para ello, hemos clasificado a la instrumentación que se utiliza en las centrales termoeléctricas en dos tipos que son:

- Instrumentación Especializada.
- Instrumentación Miscelánea.

IV.2 Instrumentación especializada

La instrumentación especializada de una central termoeléctrica deberá de contener a todos aquellos instrumentos que son indispensables para la medición y control de las variables de proceso. Estos instrumentos se requieren para la transmisión y recepción de dichas lecturas hasta el cuarto de control. Son instrumentos especiales, porque de ellos va a depender prácticamente la eficiente operación de cualquier sistema termoeléctrico. Esta clasificación contiene a los siguientes elementos:

- .Instrumentos de nivel tipo desplazador
- .Elementos primarios de flujo
- .Interruptores de nivel de flotador/desplazador
- .Interruptores de presión diferencial
- .Transmisores de presión
- .Interruptores de temperatura
- .Controladores
- .Transmisores de temperatura
- .Instrumentos de muestreo y análisis químico

Algunos de estos instrumentos han sido mencionados o descritos brevemente en capítulos anteriores. Por lo tanto, en esta sección sólomente discutiremos brevemente a los más importantes de los restantes. Concretamente discutiremos a aquellos instrumentos (eléctricos-elctrónicos) que reciben/transmiten una señal eléctrica al cuarto de control o bién, en el mismo campo. Estos instrumentos son:

- A. Transmisores
- B. Controladores

C. Convertidores

D. Instrumentos de muestreo y análisis químico.

A. Transmisores.

Los transmisores electrónicos son instrumentos de vital importancia dentro de los procesos termoeléctricos de la actualidad, porque de ellos dependerá que cualquier variable de proceso pueda ser leída correctamente en el cuarto de control. Básicamente son transductores que responden a una variable medida por medio de un elemento sensor y la convierten en una señal de transmisión estándar que es función únicamente de la medición.

Los transmisores neumáticos se han utilizado extensamente para medir la presión diferencial, sin embargo en los últimos años se ha desarrollado una tendencia hacia el uso de transmisores electrónicos; debido a su gran exactitud, respuesta rápida y bajo consumo de energía. Por otro lado la electrónica ha hecho posible grandes avances al desarrollar circuitos integrados, circuitos impresos y targetas intercambiables, lo cual hace que los dispositivos electrónicos sean más confiables y de fácil mantenimiento. Un diagrama a bloques de una unidad operando se muestra en la figura IV.2.1.

En los procesos termoeléctricos para el control de variables que a cada momento se tienen que muestrear, es necesario utilizar diferentes tipos de transmisores. Típicamente existen transmisores de presión, de flujo, de nivel y transmisores e indicadores de temperatura. Todos los anteriores tipos

de transmisores se encuentran contenidos en las principales

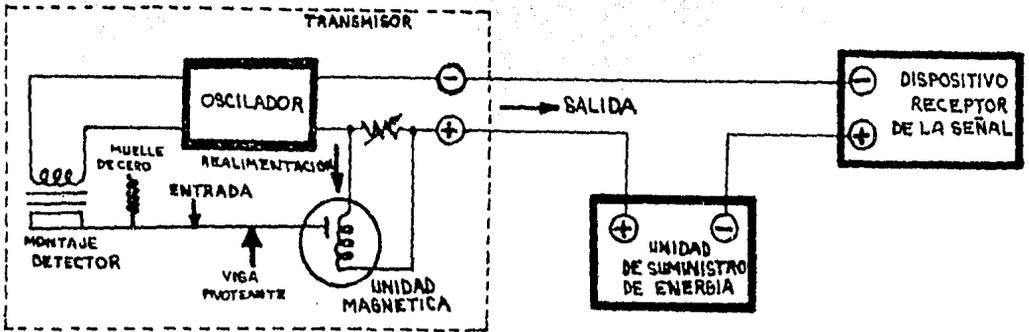


Figura IV.2.1 Diagrama a bloques de una unidad transmisora operando.

clasificaciones de transmisores que son: Tipo fuerza-balance, Balance-movimiento, Circuito abierto y Capacitor variable.

En la figura IV.2.2 se muestra un transmisor de presión diferencial tipo balance-fuerza, en la cual la medición produce una fuerza que tiende a mover la punta de la barra de fuerza. Este pequeño movimiento, accionado a través de palancas, mueve la ferrita disco que encierra el transformador, cambiando su salida. Esto cambia la amplitud de salida del oscilador, la cual es rectificadora, y entonces genera una señal transmisora DC en miliamperes. Esta señal de salida es realimentada a través de la bobina móvil sobre la armadura de fuerzas del motor, la cual está en serie con las terminales de salida. Cuando este momento de realimentación es igual al momento creado por la dimensión de la fuerza, la barra de fuerza está nuevamente en la posición original y la señal del amplificador se estabiliza.

Este tipo de transmisor puede ser ajustado para medir presión diferencial de 0-850 pulgadas de agua (0-210 Kilopascal_s). Pueden hacerse modificaciones tales que se midan flujo sobre un valor fijo de 30 pies³/min (14 Lt/seg). También puede medirse nivel del líquido, presión estática y presión absoluta.

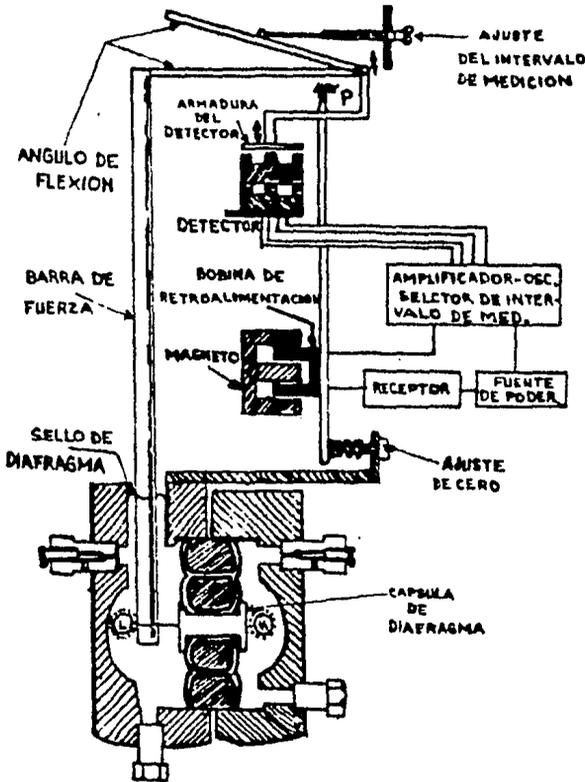


Figura IV.2.2 Transmisor de presión diferencial tipo fuerza-balance.

La ventaja de unidades balance de fuerza sobre dispositivos balance-movimiento, es que se eliminan flexiones, suspensiones, etc. Más siempre por retorno a la misma posición, la histéresis es minimizada y se puede obtener gran exactitud. En general, un transmisor de balance de fuerza no puede ser usado para producir señales digitales sin el uso de un dispo-

sitivo suplementario externo a el transistor, tal como un convertidor analógico/digital.

En un transmisor de balance-movimiento (mostrado en la figura IV.2.3) el proceso de medición produce movimientos contra una calibración suspensión, resultando que en un cambio de posición corresponda a un cambio en la variable de proceso. Esta posición es detectada por un transductor. La salida de este transductor es amplificada y una señal eléctrica realimentada se usa para estabilizar el amplificador. Dependiendo del

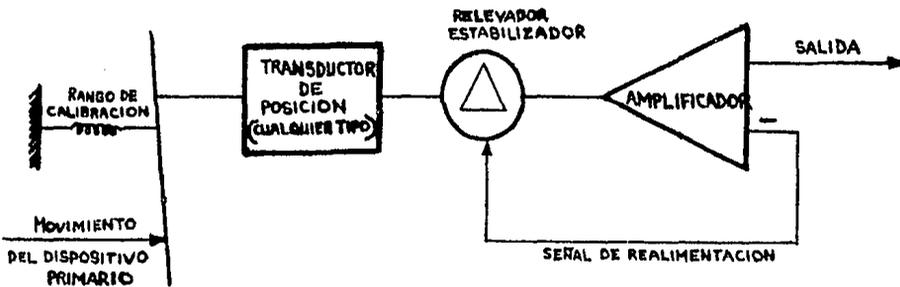


Figura IV.2.3 Transmisor electrónico tipo balance-movimiento.

tipo de transductor y de la señal de nivel a generar, algunas veces el amplificador no puede ser requerido pero puede ser una parte del receptor.

Un transmisor de capacitancia variable (mostrado en la figura IV.2.4) tipo presión absoluta o presión diferencial funciona de la siguiente manera: las presiones del proceso se aplican en las conexiones de alta y baja de la celda transmitiéndose a través de los diafragmas de separación y luego por

el fluido de llenado a un diafragma sensor. Este diafragma funciona como un resorte y se flexiona como resultado de una diferencia de presiones a través de él. Esta flexión se detecta por medio de placas de condensador fijas en ambos lados del diafragma sensor; el cual es en realidad una segunda placa para estos dos capacitores. El cambio en la posición del diafragma ocasionará que ambas capacitancias varíen; la dife-

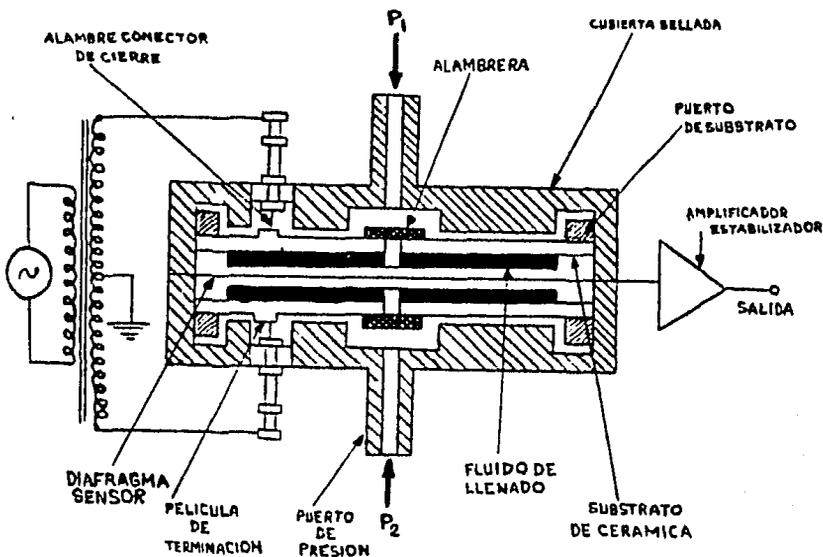


Figura IV.2.4 Transmisor de capacitancia variable.

rencial de capacitancia entre estos dos capacitores se convierte electrónicamente en una señal de corriente directa de 4-20 mA ó de 10-50 mA, la cual es proporcional a la diferencia de presiones.

Los transmisores tipo circuito abierto miden la desviación de un sensor eléctrico; entre mayor sea la desviación mayor será la señal de salida. Entre los transmisores del tipo

electrónico se encuentran aquellos que contienen sensores de deformación (strain-gages) de lámina metálica y de semiconductores.

Además de los anteriores transmisores, existen otros que son del tipo electromagnético, los cuales son utilizados para la medición y transmisión de flujo. Estos transmisores basan su funcionamiento sobre la ley de Faraday de inducción electromagnética.

B. Controladores.

Los controladores electrónicos son instrumentos que en la actualidad son los principales responsables de la automatización industrial (control automático de variables de proceso), ya que de ellos va a depender finalmente que la acción de un proceso o corrección de la misma se lleve a cabo. Rangos de aplicaciones desde un simple control encendido/apagado son sistemas completamente automatizados que responden a señales que son iniciadas por acceso directo al control digital de una computadora. Dentro de los procesos termoelectricos, el control puede ser aplicado a una sola variable como presión, temperatura, flujo; o bien, a varias de ellas simultáneamente.

Los controladores electrónicos fueron aplicados inicialmente dentro de los procesos de control (termoelectricos) a base de dispositivos tubos de vacío, montados en grandes gabinetes. Con el desarrollo de dispositivos de estado sólido la apariencia física de los controladores tuvieron algunos cambios significativos. La transición de todos los controladores

de estado sólido de cualquier modo ha sido bastante lenta.

En la actualidad debido a las exigencias de los mismos procesos industriales se requieren de mayores controladores con una amplia variedad de instrumentos de estado sólido. Esas unidades, en general, son de pequeño tamaño y generalmente emplean cientos de componentes discretos. La figura IV.2.5 muestra un típico controlador de estado sólido de este tipo.

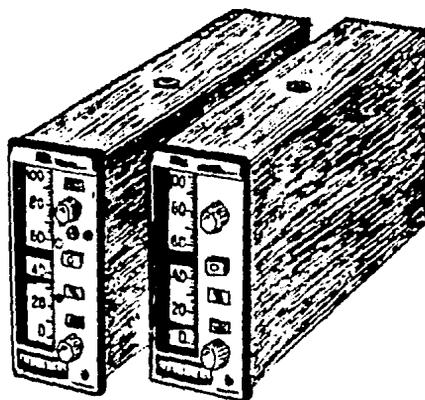


Figura IV.2.5 Controlador de estado sólido típico.

El advenimiento de controladores de estado sólido ha traído algunas innovaciones futuras de diseño que han tenido un decidido impacto sobre el mantenimiento de controladores. Por ejemplo, componentes son montados sobre tablillas desmontables de ciertos circuitos impresos o tableros para fácil cambio, lo cual ha contribuido al aumento en confiabilidad y disponibilidad de los mismos.

La tendencia próxima en tecnología de controladores fundamenta grandes números de componentes discretos de estado sólido reemplazados por circuitos integrados.

Microprocesadores que ahora son aplicados dentro de los procesos del campo controlador tienen un gran número de circuitos integrados discretos en un sólo chip. En muchas situaciones un controlador completo puede ser construido en un sólo chip. Esto obviamente cambiará el tamaño de el controlador nuevamente y en muchos casos eliminará más los problemas de mantenimiento.

En todos los procesos termoelectricos se requieren de controles para ciertas variables como presión, temperatura, flujo, nivel, etc., o bien, como controles para sistemas completos de una unidad termoelectrica. El control de estas variables o sistemas deberán estar lo más cerca posible a algún valor de referencia, llamado "punto de referencia". Entónces, el controlador vigila a una señal que representa el valor actual de la variable de proceso, compara esta señal a el punto de referencia, y actúa sobre el proceso a minimizar sólomente la diferencia entre esas dos señales. Este simple control de lazo cerrado, contiene el equivalente de un sensor, transmisor, elemento de control (usualmente una válvula), y un controlador. El sensor mide el valor actual de la variable de proceso, el transmisor amplifica esta señal sensada y la transforma en una forma apropiada para transmisión a el controlador. El controlador realmente tiene dos entradas: ésta señal medida y una señal punto-referencia. El punto-referencia entónces, pueden generarse internamente. El controlador substraee las dos señales de entrada, produciendo una desviación o señal de e--

rror. El hardware adicional en el controlador forma la señal desviación de acuerdo a la salida a cierta acción de control o modo de control. La salida de el controlador entónces, direcciona la posición de una válvula de control neumática u otro elemento final a la dirección deseada del proceso.

Generalmente los controladores electrónicos se componen de cinco partes que son: entrada, control, salida, display, y fuente de energía, que pueden tener una larga desviación en despliegue con una grande escala expandida, que ofrecen alta resolución y confiabilidad de cada valor de la señal. En base a lo anterior, la desviación se lee sobre escala para todo valor del proceso. Finalmente, los rangos de entrada y salida de los controladores electrónicos generalmente están estandarizados a tres que son : 1-5, 4-20 y 10-50 mA DC. Para el lado de salida, los fabricantes generalmente ofrecen únicamente una de estas, la más popular es la de 4-20 mA DC.

C. Convertidores.

Con el desarrollo de la electrónica pronto los convertidores de señales han adquirido reelevante importancia en las centrales termoeléctricas para el adecuado registro o lectura remota (o local) de alguna variable de proceso en el cuarto de control o bién de éste hacia el proceso mediante la interconexión de otros instrumentos para la corrección o control del mismo.

Existen diferentes tipos de convertidores, pero entre los más usuales y que tienen mayor aplicación dentro de una cen-

tral termoeléctrica son los siguientes:

- Convertidor corriente/presión
- Convertidor neumático/electrónico
- Convertidor milivoltaje/corriente
- Convertidor voltaje/corriente
- Convertidor corriente/corriente
- Convertidor resistencia/corriente

Los convertidores electro-neumáticos son extensamente importantes, desde su forma de conexión entre mediciones eléctricas, y neumáticas en sistemas de control. Ellos convierten la salida del controlador electrónico en presión-aire para operación de válvulas neumáticas. La figura IV.2.6 ilustra uno de esos convertidores.

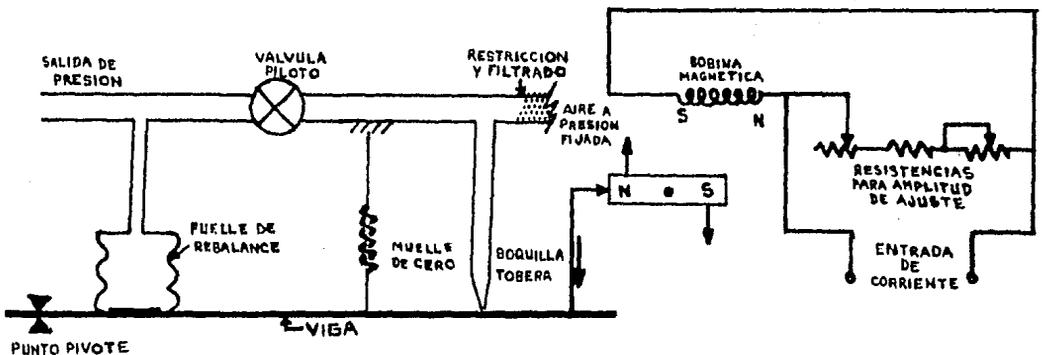


Figura IV.2.6 Convertidor corriente/presión.

Un convertidor de neumático a electrónico se usa donde quiera que las señales deban ser convertidas a señales electrónicas por sólo una de las siguientes razones:

1. Transmisión sobre largas distancias
2. Entrada a una máquina electrónica o computadora
3. Entrada a equipo de telemetría

4. Instrumentos de aire no aprovechables a el receptor con trolador.

En principio, cualquiera de los convertidores eran usados, pero en la práctica, se utilizan dispositivos especiales para proporcionar una mayor exactitud. En la figura IV.2.7 se muestra un convertidor neumático/electrónico.

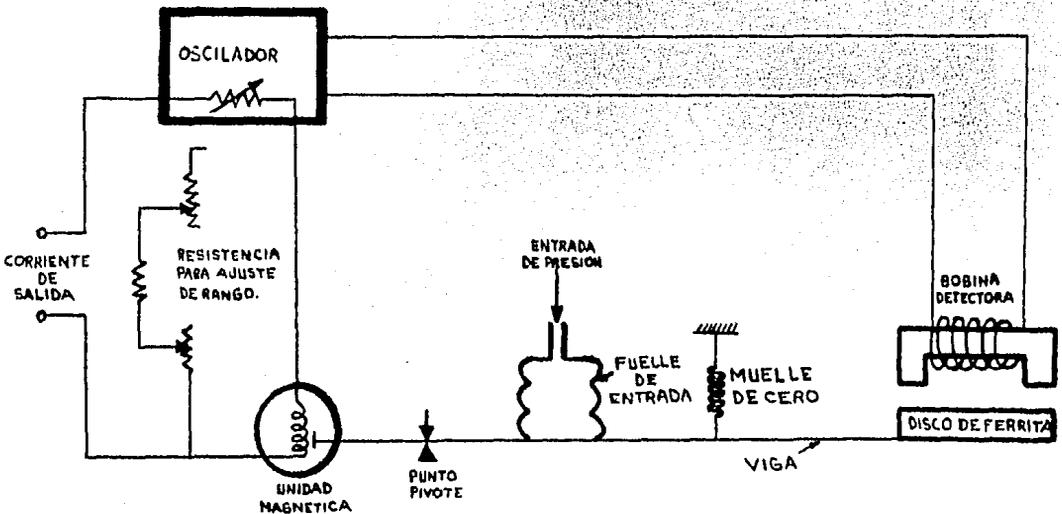


Figura IV.2.7. Convertidor de presión-a-corriente.

Los convertidores de milivolt/corriente son ampliamente usados en la medición de temperatura, usando termopares u otros elementos sensores de generación de milivoltaje. También son utilizados para convertir las señales de salida de analizadores dentro de niveles altos en la transmisión de señales. Un convertidor típico de milivolt/corriente se muestra en forma de diagramas a bloques en la figura IV.2.8.

Convertidores de voltaje/corriente se utilizan para la conversión de altos voltajes en señales de transmisión. Estos

usualmente consisten de divisores de voltaje (y rectificador si es necesario) para reducir voltajes a un nivel compatible con el receptor.

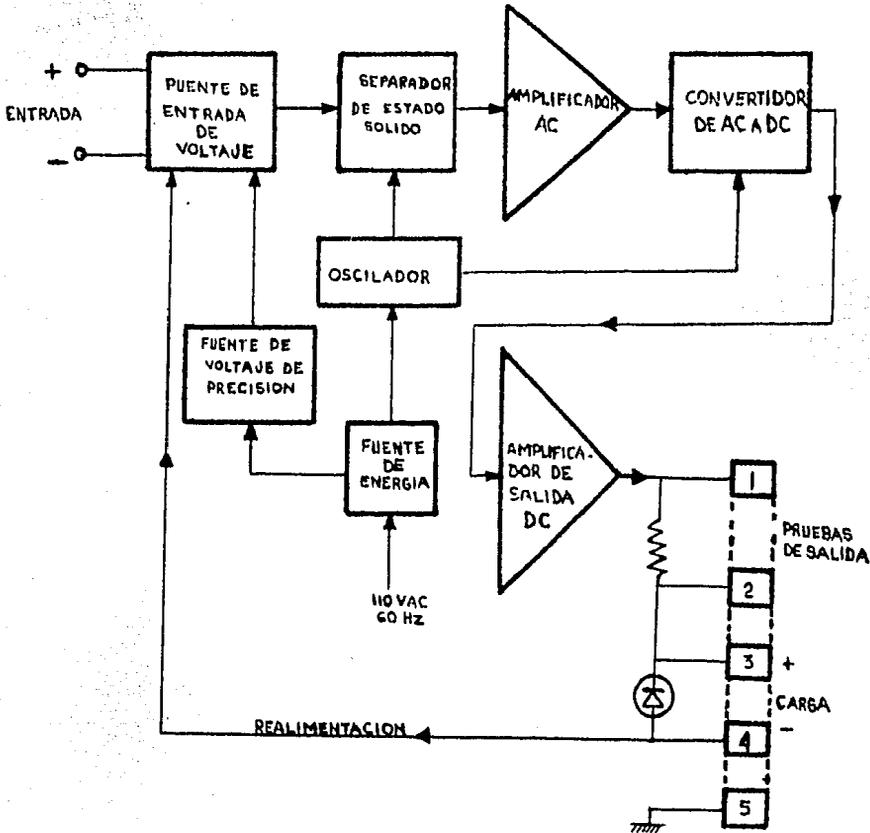


Figura IV.2.8 Convertidor típico de milivolt/corriente.

Los convertidores corriente/corriente son aprovechables para convertir señales AC a DC ó viceversa, y amplifican o reducen sus niveles cuando es necesario. Un convertidor de AC a DC miliamperes se muestra en la figura IV.2.9. Finalmente, las mediciones de resistencia son comunes en mediciones de temperatura y en sensores resistivos o en medidores de deformación. Los circuitos usados son similares a los convertidores de mi-

livolt/corriente, excepto que el final principal es un puente de resistencias en vez de un puente de voltaje.

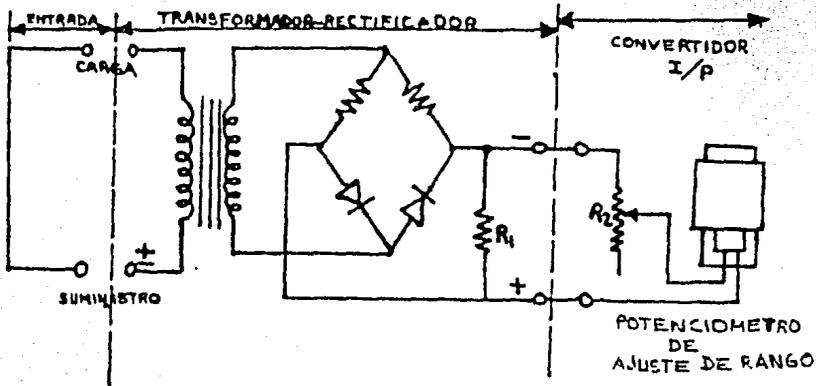


Figura IV.2.9 Convertidor AC a DC en miliamperes con transductor integral I/P.

D. Instrumentos de muestreo y análisis químico.

Dentro de estos instrumentos analíticos, los más comunmente u tilizados en las centrales termoeléctricas son:

- Instrumentos de conductividad
- Instrumentos de PH
- Instrumentos de O₂ disuelto
- Instrumentos de hidrazina

La medición de la conductividad tiene amplia aplicación en las centrales termoeléctricas. Las áreas donde más se apli ca son la salida de los desmineralizadores de agua de reposi ción, la salida de los sobrecalentadores, la descarga de las bombas de condensado, los pozos calientes y las purgas de cal deras.

La forma en que se realiza la conductividad se lleva a ca bo mediante la medición de la conductividad electrolitica, de bido a que es la más sencilla de las mediciones analíticas. -

La figura IV.2.10 ilustra el circuito de medición de la conductividad. El circuito de medición más comúnmente utilizado es el puente de Wheatstone de corriente alterna que incluye un galvanómetro, audifono, osciloscopio, tubo electrónico o algún dispositivo sensor de voltaje de corriente alterna. El abastecimiento de corriente alterna puede ser el lado bajo de voltaje de un transformador de 60 Hz o un oscilador, para fuentes de frecuencia más alta.

Generalmente el P_H se mide determinando el potencial de un electrodo de cristal y refiriéndolo al de un electrodo de referencia de plata-cloruro de plata o de calomel. La salida del electrodo de cristal varía con el logaritmo negativo de la concentración de iones de hidrógeno, expresada como números de -- P_H . La figura IV.2.11 muestra un diagrama funcional de un sistema de P_H .

Las principales aplicaciones que tiene la medición de P_H en las termoeléctricas son en la purga de la caldera, la salida del sobrecalentador, la entrada del economizador, y la descarga de las bombas de condensado.

El oxígeno disuelto se mide utilizando un instrumento tipo celda galvánica, la cual está compuesta por un electrodo de medición de metal noble (plata) y un contraelectrodo de un metal menos noble (zinc). La muestra se conduce por tubería a través de una válvula reguladora de flujo para el muestreo y el medidor de flujo montado en el interior del gabinete de muestreo. Después de la muestra pasa por un tanque desifica-

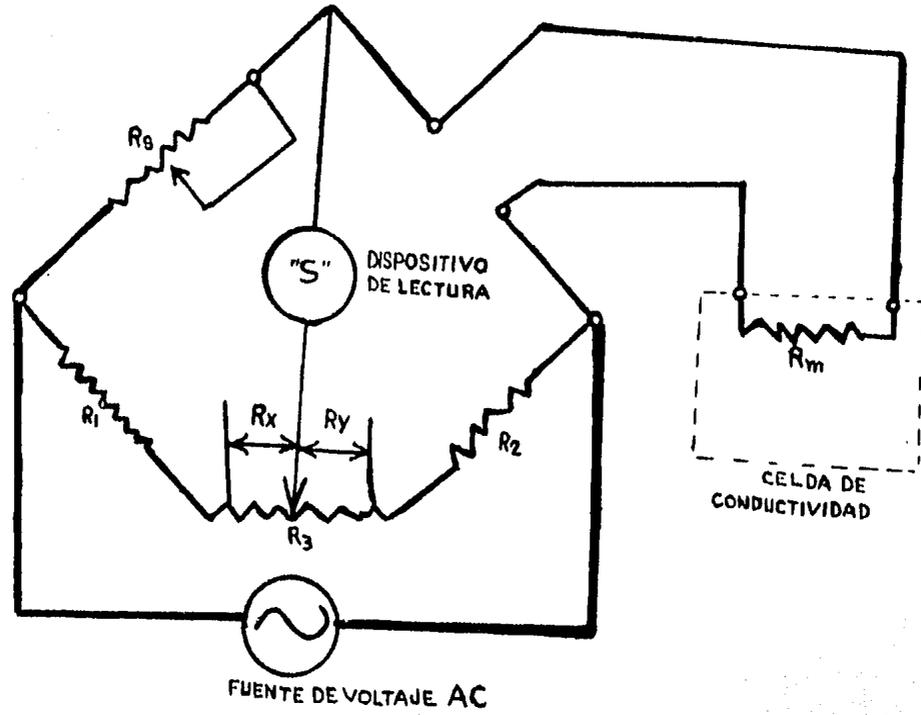


Figura IV.2.10 Circuito de Medición de la conductividad.

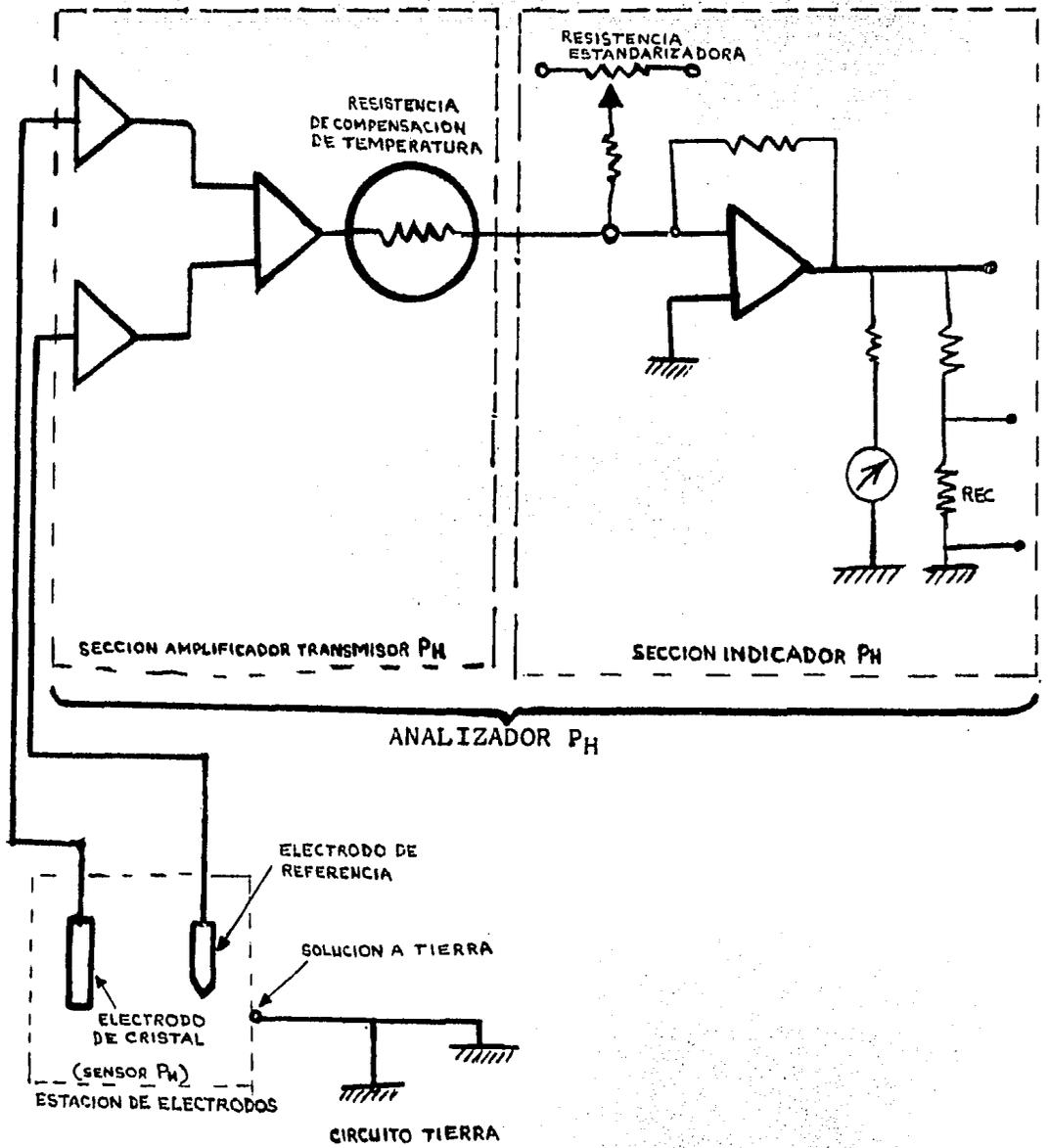


Figura IV.2.11 Diagrama funcional del sistema P_H .

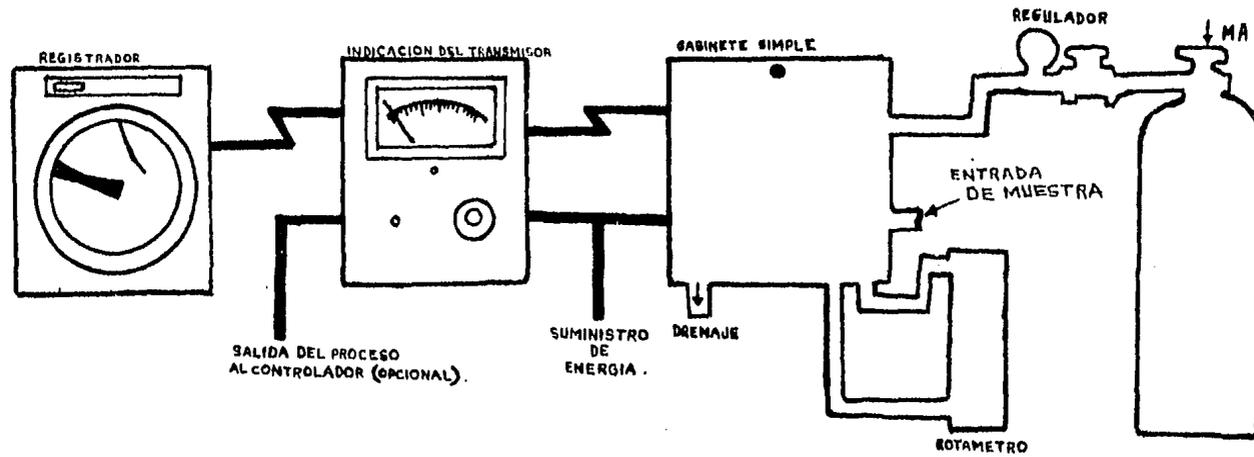


Figura IV.2.12 Instalación típica de un analizador de oxígeno disuelto.

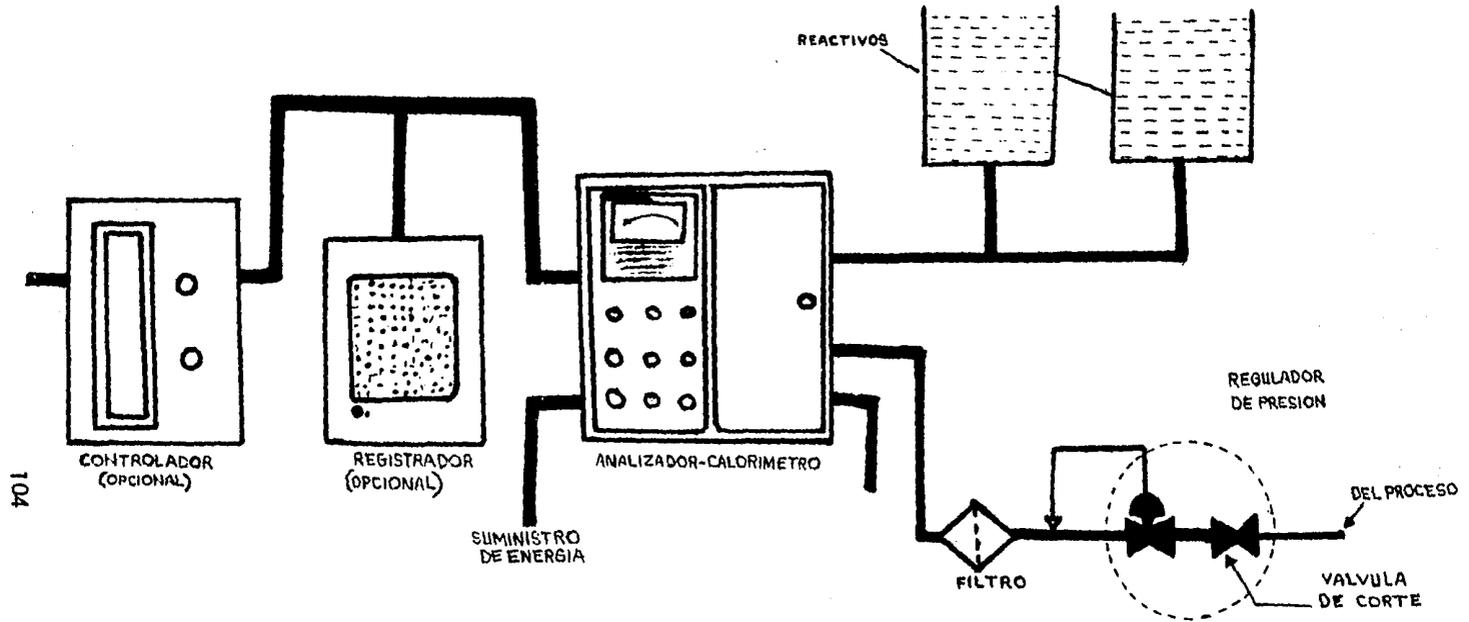


Figura IV.2.13 Instalación típica de un
Analizador-Calorímetro.

dor lleno de cristales reactivos y de aquí a la celda galvánica, donde se produce una corriente proporcional a la cantidad de oxígeno disuelto en la muestra. Esta señal amplificada y la señal de compensación de temperatura son transmitidas a un transmisor indicador para su aplicación, acondicionamiento y traducciones posteriores para ser exhibidas finalmente en el medidor. La figura IV.2.12 muestra una instalación típica de un analizador de oxígeno disuelto. Las principales aplicaciones que tienen lugar en las termoeléctricas son en la entrada del economizador, la succión de la bomba de agua de alimentación a la caldera, y la descarga de las bombas de condensado.

El análisis del agua para determinar el contenido de hidrazina se efectúa por medio del método del calorímetro automatizado como se muestra en la figura IV.2.13 . Un exclusivo mecanismo de válvulas transfiere la muestra a una cámara, donde los reactivos son inyectados en la muestra. La muestra ilustrada tiene una reacción total con los reactivos y posteriormente, aquella es vaciada en una celda de medición. La transmisión de la luz a través de la celda se traduce electrónicamente en análisis común y se exhibe en un instrumento medidor analógico.

Los puntos de muestreo para el análisis del agua con el objeto de determinar el contenido de hidrozina en las termoeléctricas son la entrada del economizador, y la succión de las bombas de agua de alimentación.

IV.3 Instrumentación miscelánea

La instrumentación miscelánea es aquella que encierra a todos

aquellos instrumentos que son menos importantes que los instrumentos especializados, pero que son indispensables para que éstos últimos puedan justificarse completamente. Esta instrumentación no necesariamente será aplicable a proporcionar información del proceso (indicadores/registradores) en forma remota, pero si el tipo de proceso o sistema lo requiere podrá ser aplicable con ayuda de los instrumentos especializados. Por lo tanto, podemos decir que la instrumentación miscelánea es aquella que prácticamente se requiere o se aplica en el campo (proceso) ó como instrumentos locales.

La instrumentación miscelánea de una central termoeléctrica contiene los siguientes instrumentos:

- .Indicadores de presión
- .Indicadores de temperatura
- .Indicadores de nivel tipo regleta
- .Instrumentos locales de presión diferencial
- .Interruptores de flujo
- .Columnas de nivel
- .Detectores de temperatura por resistencia
- .Termopares
- .Mirillas de flujo
- .Válvulas solenoide para proceso

De estos instrumentos mencionados, algunos de ellos ya han sido descritos brevemente en capítulos anteriores. Por lo tanto, describiremos brevemente a algunos de los restantes (eléctricos-electrónicos) más importantes ya que en la actualidad son de gran aplicación. Ellos son: Indicadores/registradores, actuadores eléctricos (solenoides), posicionadores (digital-a-neumática) y relevadores.

Los indicadores/registradores tienen un amplio rango de aplicación dentro de los sistemas termoeléctricos, ya que ellos

son necesarios en el campo, o bién en el cuarto de control pa-
ra indicarnos/registrarnos el estado o situación del proceso
en control, y muestreo del mismo. Debido a esto, numerosas --
compañías fabrican indicadores/registradores que han impulsa-
do a dar o producir una lectura sobre una escala. La figura -
IV.3.1 nos muestra un indicador representativo del tipo defle-
xión-manual. La escala es en milivolts, y contiene varios swit-
ches para funciones de control, que son actuadas por el con-
trolador a varias posiciones de escala.

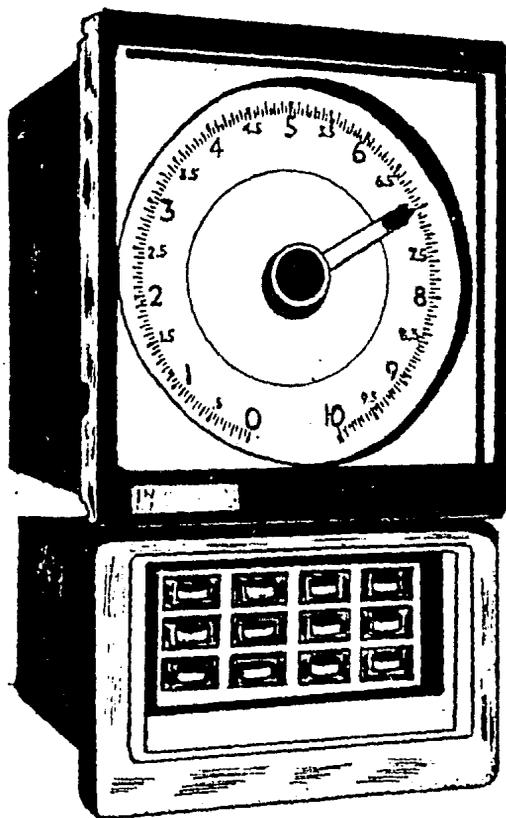


Figura IV.3.1 Indicador tipo deflexión-manual.

Para el funcionamiento normal de un registrador deberá de
constar de lo siguiente: Un suministro de energía, el cual es

responsable para todo el desarrollo de voltaje AC yDC utilizado por el mismo; un servomecanismo graficador, éste circuito controla el graficador o punzón como lo hace un registrador - continuo sobre una carta; y un circuito error-servo, éste circuito proporciona una señal error mediante dispositivos de control.

Un indicador electrónico es una novedad que es única comparada con el registrador de deflexión-manual, y que empieza a ser aplicado ampliamente en las termoeléctricas actuales a fin de tener una indicación más visual y exacta de las variables de proceso, tales como temperatura, presión, nivel, etc., que son leídas directamente en el cuarto de control ó en el propio campo. Estos indicadores no tienen partes móviles, pero sí en cambio displays de información sobre una o dos escalas en gráficas de barras. La figura IV.3.2 muestra una unidad de este tipo, la cual emplea un principio digital de operación a proporcionar una indicación analógica.

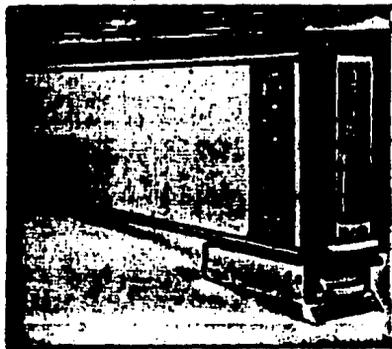


Figura IV.3.2 Un indicador electrónico tipo barra.

El uso de los actuadores eléctricos (solenoides) se ha

intensificado dentro de los procesos termoeléctricos como con secuencia de la aplicación de los instrumentos electrónicos especializados. Todo lo anterior , encaminado hacia la automatización de los procesos y sistemas de control que le requireren en una central termoeléctrica.

El uso de un solenoide se ha realizado extensamente para movimientos del vástago de la válvula de control. Aunque la fuerza de salida de un solenoide puede no tener muchas limitaciones eléctricas o mecánicas, su uso como válvula actuadora y núcleos (o vástago) tienen marcadas limitaciones económicas, pues es caro.

Los posicionadores (digital-a-neumático) inician su aplicación en las centrales termoeléctricas con la aparición de la computadora digital en el campo del control del proceso. - La necesidad hace convenir pronunciadamente para que dispositivos operaran sobre señales de entradas digitales. Algunos de esos componentes son sobre todo interface "hardware I/o", juntamente también con convertidores.

En la actualidad el uso del control digital directo (DDC) en ese control completo requiere de válvulas o actuadores digitales, que pueden tomar unas posiciones dictadas por la computadora.

Los relevadores, que dentro del control y supervisión de los procesos termoeléctricos son de vital importancia, su aplicación actual aún perdura debido a que la función de ellos consiste en interrumpir el proceso o control a causa de paros

forzados del sistema. También sirven para abrir o cerrar circuitos de control para operación normal, o bien para protecciones (del equipo de proceso) contra anomalías del mismo.

Normalmente los relevadores se localizan en una posición intermedia del circuito de control, es decir entre dos instrumentos. Las señales que recibe y envía un relevador (hacia controladores y transmisores) son normalizadas, por ejemplo, 4-20 mA ó 3-15 psig.

Capítulo V

La aplicación electrónica en los sistemas típicos de una central termoelectrónica

v.1 Introducción

Los cambios ocurridos en la ingeniería y en la industria como consecuencia de la aparición y desarrollo de la electrónica, ha permitido que los instrumentos y sistemas de control sean de mejor calidad y utilidad, con menor costo y esfuerzo humano.

Lo anterior enfocado a las centrales termoelectrónicas fósiles, ha repercutido grandemente en su control y supervisión de sus sistemas típicos, a tal grado que hoy con la aplicación de la electrónica en dichos sistemas, ha dado lugar a una automatización casi completa; lo cual se pone de manifiesto con el uso de computadoras y microprocesadores para su control y supervisión respectiva.

Debido a lo anterior, y dada la tendencia por mejorar la automatización actual de las centrales termoelectrónicas, conviene tratar separadamente a cada uno de los sistemas típicos que la componen con la finalidad de facilitar su estudio o aplicación de la instrumentación electrónica en la supervisión y control de variables dentro de los mismos sistemas. Primeramente se hará una descripción breve de su localización y función de

tro del proceso termoeléctrico, así como mencionando sus equipos respectivos que lo componen, y finalmente, se obtendrá su diagrama respectivo de control e instrumentación de variables que son supervisadas continuamente; aplicando para ello los instrumentos electrónicos vistos anteriormente.

Para lograr el objetivo de este capítulo y darle una mayor realce, tomaremos como referencia en la elaboración de los diagramas de instrumentación y control, a termoeléctricas fósiles con capacidad de generación de 300 Mw.

v.2 Sistema de condensado

El sistema de condensado en una central termoeléctrica es aquella parte del proceso cuyos propósitos son : condensar el vapor de escape de la turbina, proporcionar al condensado la primera etapa de calentamiento, eliminar el aire disuelto y gases no condensables que pudieran contener el agua condensada y el propio condensador, y finalmente, proporcionar un almacenamiento de agua para el ciclo. La figura V.2.1 muestra un diagrama típico de la localización del sistema de condensado.

De acuerdo a la figura anterior, para lograr su objetivo, el sistema de condensado se vale de los siguientes equipos :

- 1) Condensador, el cual condensa el vapor proveniente de la turbina, quitándole su calor latente de vaporización. Consta de un receptáculo inferior denominado "pozo caliente" donde se acumula el condensado, y el cual se debe de mantener a un determinado nivel para la operación óptima de la unidad termoe-

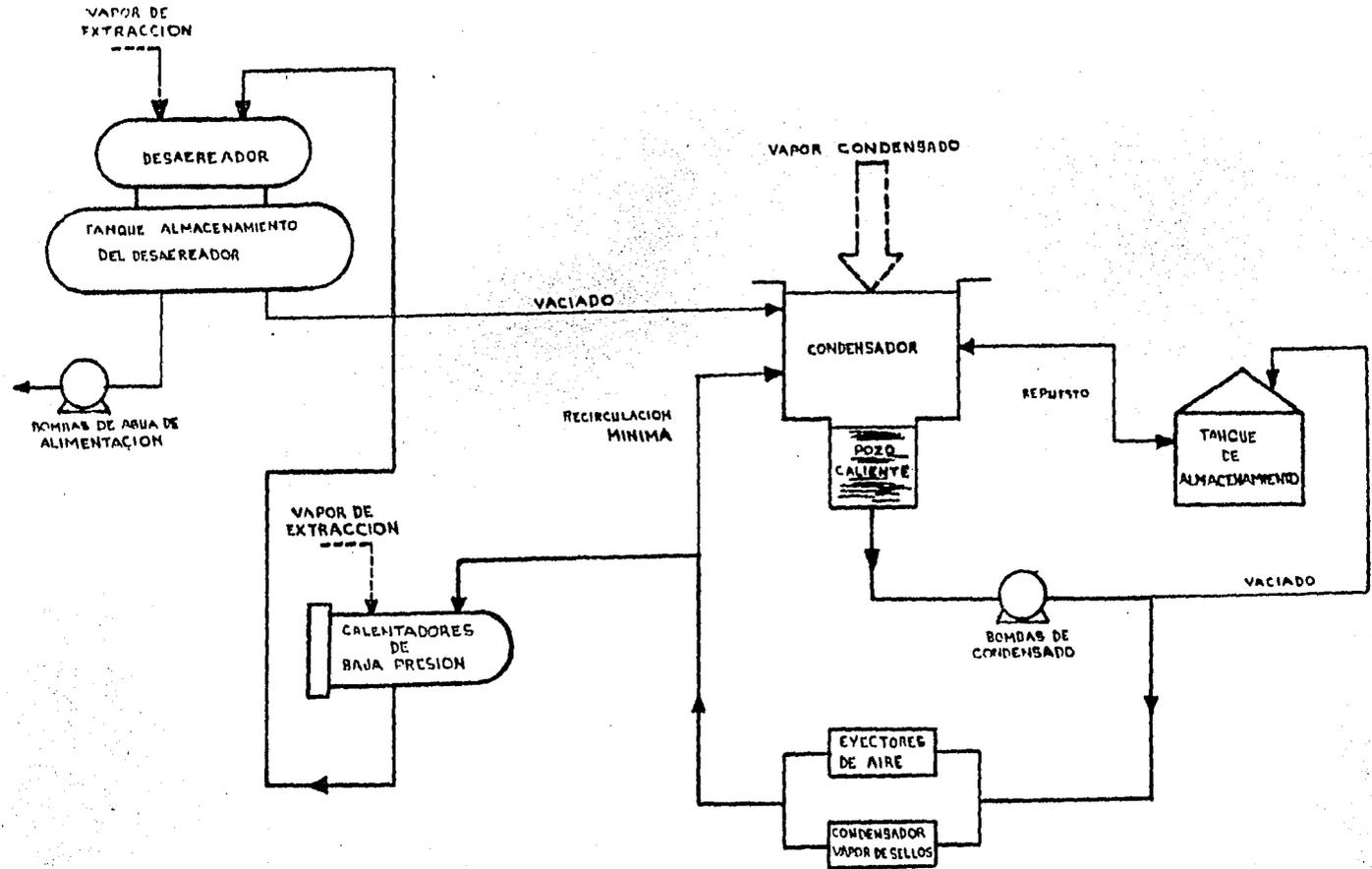


Figura V.2.1 Sistema de condensado.

léctrica; 2) Bombas de condensado, éstas son las encargadas de enviar el condensado colectado en el pozo caliente hasta el calentador desaereador, así como también al condensador de vapor de sellos y eyectores ; 3) Eyectores de aire, estos eyectores son utilizados para desalojar el aire que pudiera existir dentro del condensador, ayudando a mantener la presión de vacío necesario para el funcionamiento eficiente del mismo; 4) Condensador de vapor de sellos, este condensador utiliza condensado principal para condensar el vapor que sale de los laberintos de los sellos de la flecha de la turbina a través del escape del sistema ; 5) Calentadores de baja presión, es aquí donde se inician las primeras etapas del ciclo regenerativo de calentamiento. Aquí el condensado adquiere una temperatura y presión mayores comparadas con las que tenía después del condensador; y 6) Desaereador, éste consta de dos equipos que son: calentador desaereador y tanque de almacenamiento. El desaereador sirve para expulsar los gases incondensables que pudiera contener el condensado después de los calentadores, utilizando para ello el método de desaeración.

La instrumentación electrónica aplicada en los sistemas típicos de una central termoeléctrica, se encuentra sin lugar a dudas en el control y supervisión de los procesos que tienen lugar dentro de los mismos. Por consiguiente, a base de diagramas de control y algunas veces de supervisión, pondremos de manifiesto el uso de la instrumentación electrónica en los diferentes sistemas típicos que hemos comenzado a tra-

tar y que para ello, habremos de basarnos en la simbología es tandarizada que utiliza la ISA (Instrument Society of Ameri-- ca), para facilidad y mejor comprensión de los mismos.

Cabe aclarar que en algunos casos, la aplicación de la e- lectrónica en el control o supervisión de algún sistema no sea muy notoria; ello se deberá principalmente a que en tal siste- ma, la energía de control (aceite o aire) sea más conveniente o se encuentre disponible dentro del mismo. Sin embargo se tra tará de poner en despliegue en lo mejor que se pueda, el uso de instrumentos electrónicos vistos anteriormente.

-Control del sistema de condensado-

Dentro de este sistema , las principales variables a controlar son:

. Del lado de condensado:

- A. Nivel del pozo caliente.
- B. Nivel del tanque del desaereador.
- C. Recirculación mínima de condensado.

. Del lado vapor de extracción:

- D. Nivel de los calentadores de baja presión.
- E. Presión del desaereador.

A. Nivel del pozo caliente. Este nivel de condensado es ne- cesario controlarlo por las siguientes razones:

1. Absorber variaciones rápidas y de corta duración en los flujos de vapor condensado.
2. Proporcionar una carga neta de succión en las bombas de condensado.
3. Si el nivel se incrementa demasiado, el condensado pue- de impedir la transferencia de calor entre el agua de circulación y el vapor de escape.

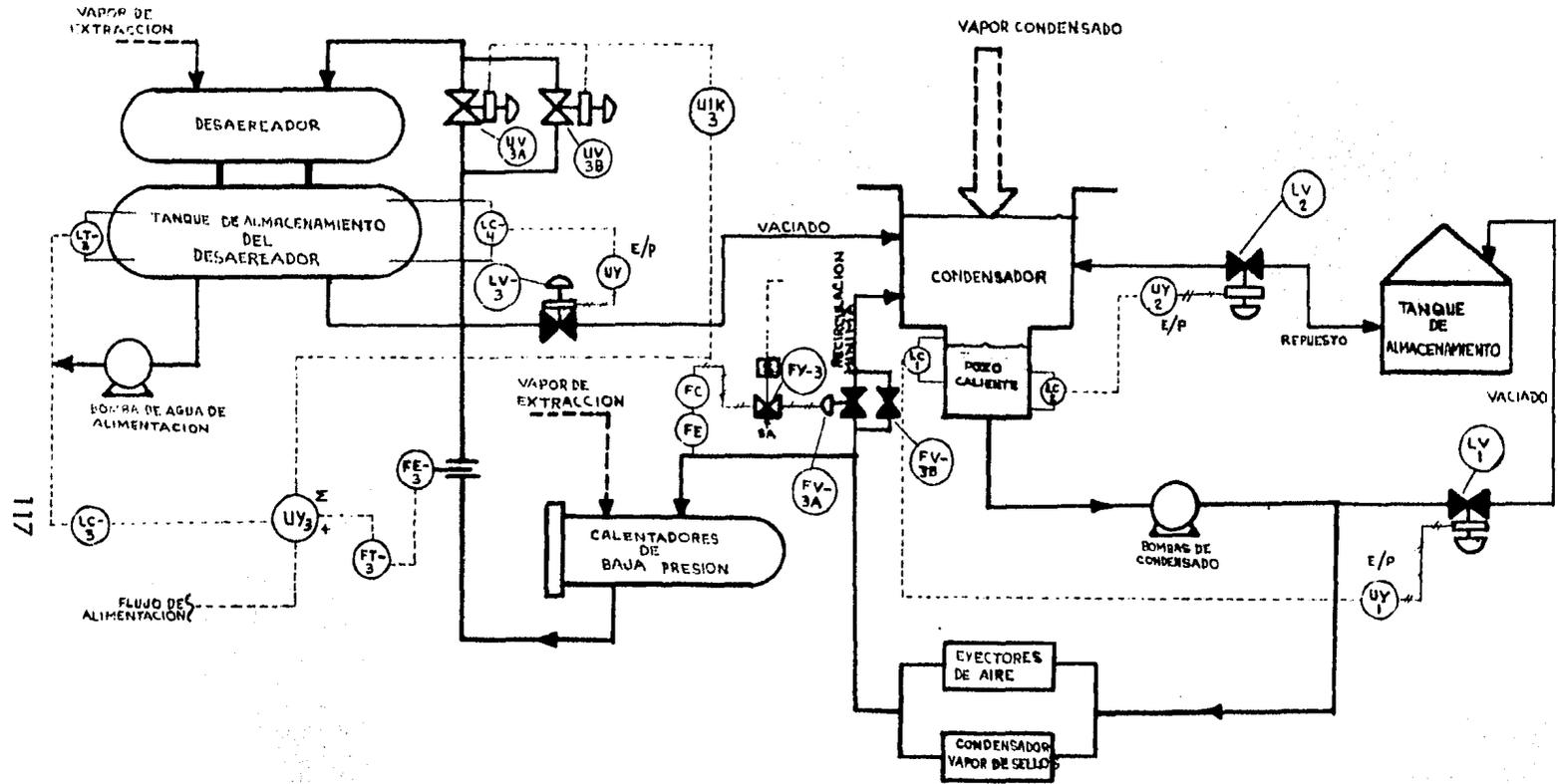
Para este control de nivel, se requieren de instrumentos que respondan rápidamente a controlar las variaciones del condensado. Por esto, el control se lleva a cabo mediante la utilización de instrumentos electrónicos tales como sensores de nivel, convertidores de señal, transmisores de nivel, controladores de nivel, y válvulas accionadas neumáticamente. Este control del nivel del pozo caliente es mostrado en el diagrama de la figura V.2.2 .

B. Nivel del tanque del desaerador. Las razones por las cuales es necesario mantener un nivel en este equipo son:

1. Mantener una reserva constante de condensado que pueda absorber incrementos súbitos en la demanda.
2. Evitar variaciones pronunciadas de nivel, dado que esto puede afectar la carga neta positiva de succión de las bombas de agua de alimentación.
3. Evitar que se incremente excesivamente el nivel, de manera que si esto sucede, se pueden dañar las partes internas del desaerador, además del riesgo de introducción de agua a la turbina a través de la tubería de extracción.

Lo anterior también es controlado mediante elementos sensores, transmisores, controladores, convertidores de señal y válvulas, tal como se muestra en el mismo diagrama de la figura anterior.

C. Recirculación mínima de condensado. Este circuito de control tiene como finalidad garantizar un flujo mínimo de condensado para la operación adecuada del condensado de vapor de sellos y eyectores de aire; así como también para la protección de las bombas de condensado. Generalmente es necesario este circuito debido a la diferencia que existe en flujos mi-



117

SIMBOLOGIA DE SEÑALES

- MECANICA (CONEXION)
- - - - - ELECTRICA
- NEUMATICA

Figura V.2.2. Control sistema condensado (Lado condensado).

nimos requeridos entre las bombas de condensado, y equipos de eyectores de aire y vapor de sellos.

Este circuito de control de recirculación mínima de condensado se lleva a cabo mediante instrumentos similares a los anteriores controles y, también es mostrado en el mismo diagrama de la figura V.2.2 .

D.Nivel de los calentadores de baja presión. Básicamente los calentadores de baja presión son tanques en donde el vapor de extracción de la turbina se sobrecalienta, condensa y subenfria. Asimismo, el agua de alimentación absorbe la energía térmica cedida por el vapor, y enseguida pasa al desaerador y calentadores de alta presión.

El nivel de agua en dichos calentadores se debe mantener constante para: que no exista la posibilidad de que alguna cantidad de agua se introduzca a la turbina y la dañe considerablemente, y para obtener el máximo rendimiento en operación de cualquier calentador. Por lo tanto, en estos calentadores se debe de controlar y supervisar lo siguiente.

-Nivel normal de operación.

-Nivel alto y nivel bajo.

-Se deben instalar alarmas en el cuarto de control para dichos niveles, activados por interruptores independientes.

-Protecciones adicionales para impedir la inducción de agua a la turbina por niveles muy altos.

El control y supervisión del nivel de los calentadores de baja presión se muestra en el diagrama de la figura V.2.3 .

E.Presión del desaerador. Es importante controlar la pre

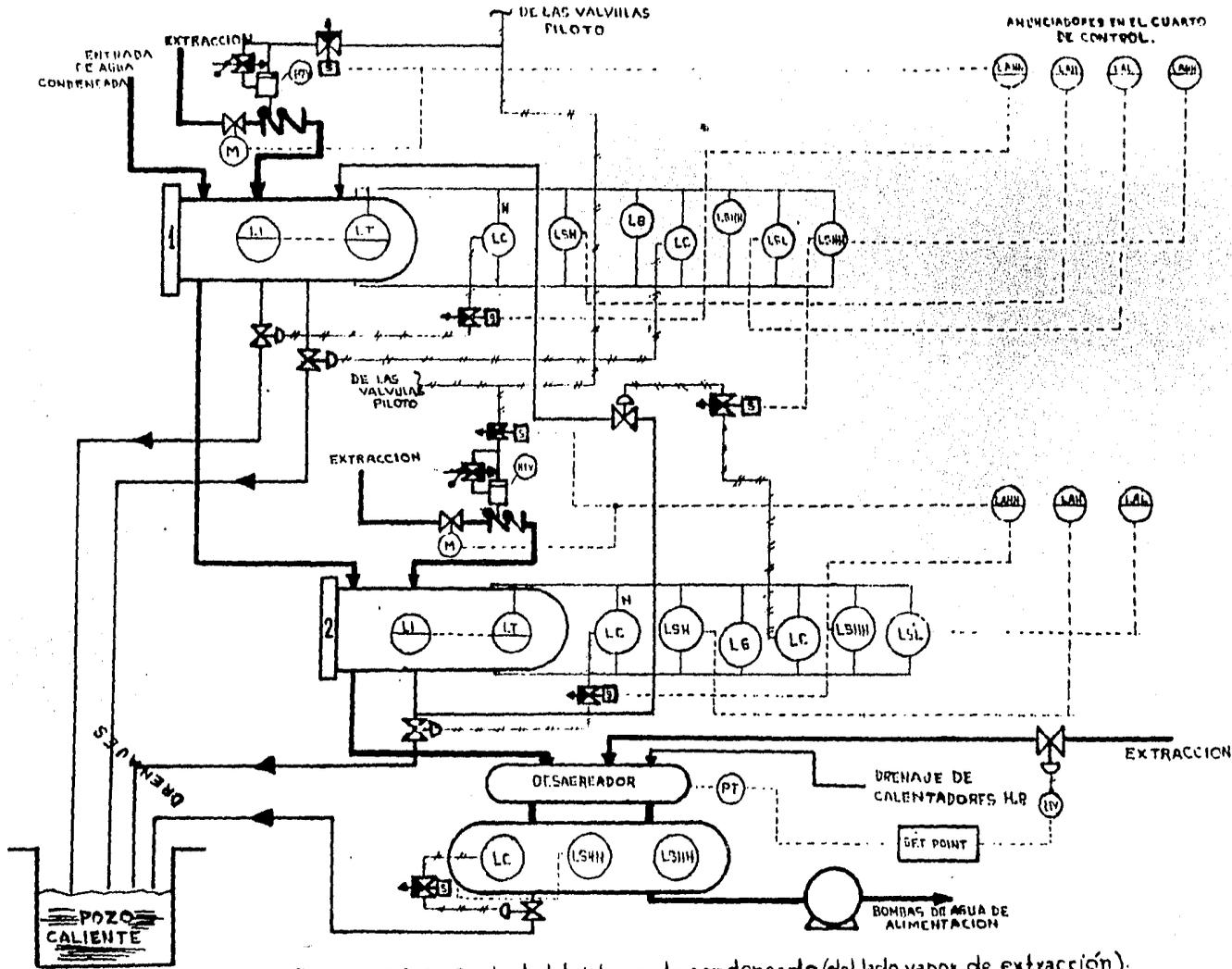


Figura V. 2.3. Control del sistema de condensado (del lado vapor de extracción).

sión del desaereador ya que de ello va a depender la eliminación eficiente de gases incondensables que llegan con el condensado. Dicha presión se regula normalmente en base a la presión del vapor de extracción proveniente de la turbina intermedia, por medio de una válvula reguladora que es accionada por un indicador controlador instalado en el mismo desaereador. Este control de presión también se muestra en el diagrama de la figura V.2.3 .

v.3 Sistema agua de alimentación

El sistema agua de alimentación está comprendido desde la salida del tanque de almacenamiento del desaereador, hasta la entrada al domo de la caldera como se muestra en la figura - V.3.1 .

La función de este sistema es bombear, calentar y elevar a presiones altas, el condensado proveniente del desaereador, así como también aprovechar los gases de la combustión de la caldera. Para lograr lo anterior, dicho sistema se vale de los siguientes equipos: 1) Bombas de agua de alimentación, estas bombas tienen como objetivo impulsar el condensado contenido en el tanque de almacenamiento del desaereador y descargarlo al economizador. Además de lo anterior, proporcionan abastecimientos de agua a los servicios que lo requieran; 2) Calentadores de alta presión. El arreglo de estos calentadores puede ser de distintas formas dependiendo del ciclo térmico que más convenga con el fin de lograr una mayor eficiencia.

Por lo general, estos calentadores son colocados de igual forma que los de baja presión, es decir en cascada. Estos calentadores reciben vapor de extracción de la turbina de alta presión, que es el que transmite el calor y presión al agua de alimentación a la caldera al crearse un intercambio térmico en el interior ; y 3) Economizador. La función de este es calentar más el agua de alimentación proveniente de los calentadores de alta presión para después entrar al domo, aprovechando la salida de los gases de la combustión que se dirigen a la chimenea.

La localización de cada uno de los equipos mencionados de este sistema de agua de alimentación se muestran en la figura V.3.1 .

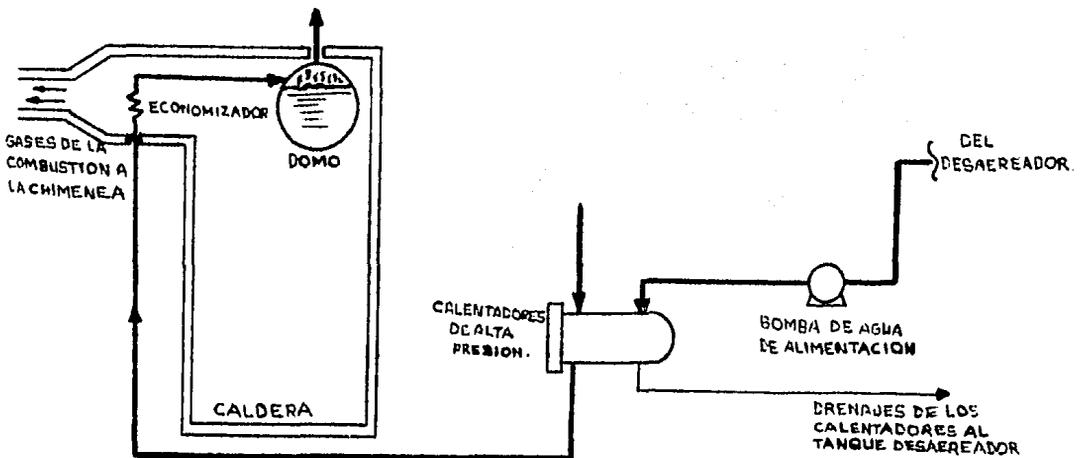


Figura V.3.1 Sistema agua de alimentación.

-Control del sistema agua de alimentación-

El control del sistema agua de alimentación básicamente está

constituido por tres elementos que son:

- Nivel domo
- Flujo de vapor
- Flujo de circulación

Estos tres elementos siempre en función con la generación de vapor para requerimientos de carga, tienen como función principal mantener en equilibrio continuo los cambios de masa a la entrada con los cambios de masa a la salida de la caldera. Dicho de otra manera, este control es el encargado de mantener en equilibrio los cambios de flujo de agua de alimentación con los cambios de flujo de vapor manteniendo el nivel del domo en el punto de operación adecuado. El nivel del domo es una de las mediciones vitales en toda central termoeléctrica. Un nivel bajo pone en peligro la circulación y puede llegar a quemar los tubos del sobrecalentador o de los de circulación de vapor; mientras que un alto nivel puede inducir por medio del vapor, arrastres de impurezas y humedad, ocasionando daños a la turbina. Por lo tanto, el nivel del domo generalmente se indica mediante varios instrumentos electrónicos.

El sistema de control agua de alimentación se muestra en la figura V.3.2, en el cual el control del nivel del domo, flujo de vapor y flujo de circulación emplean señales por realimentación y prealimentación. Los cambios de carga, repercuten sobre los cambios de flujo de vapor, los cuales son prealimentados de una forma primaria en los cambios en el flujo de agua de circulación en forma de señales prealimentadas. Esto

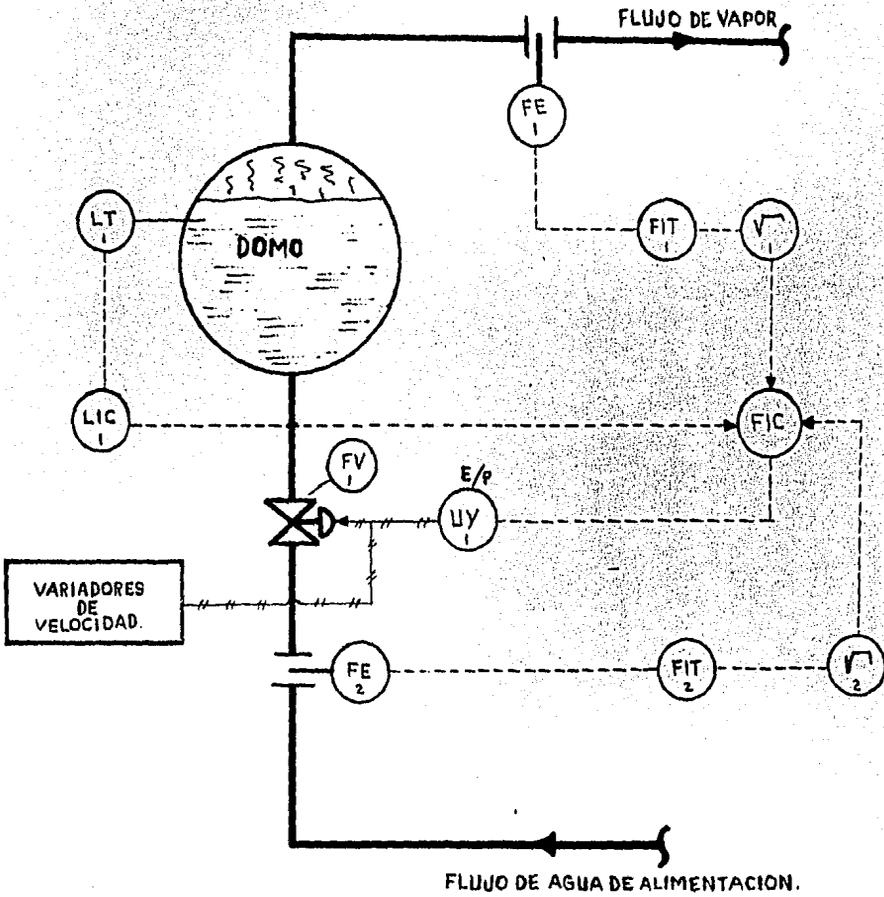


Figura V.3.2 Control del sistema agua de alimentación.
(control de tres elementos)

se observa constantemente con la exactitud del nivel del domo para lograr un ajuste fino y proveer el control final de la posición de la interface en el domo de la caldera.

Finalmente , la regulación del flujo de agua de alimentación se lleva a cabo mediante dos elementos finales de control y que corresponden a dos modos de operación de la caldera que son:

- Para bajas cargas y durante el arranque de la unidad termoeléctrica el flujo de agua de alimentación simplemente se regula por medio de una válvula de control.

- Para altas cargas y en operación normal de la unidad termoeléctrica el flujo de agua de alimentación se regula variando la velocidad de las bombas de agua de alimentación mediante servomotores conectados a los variadores de velocidad de los coples hidráulicos de las mismas.

v.4 Sistema control de turbina

La función principal de la turbina es transformar la energía potencial del vapor debida a la presión y energía interna adquiridas a la salida de la caldera, en energía cinética y ésta a mecánica para finalmente después en eléctrica.

Las turbinas que comunmente se utilizan en las termoeléctricas son del tipo reacción horizontal, con secciones o escalonamientos(HP,IP y LP) y diseñadas para vapor recalentado y con extracciones.

El vapor vivo que entra al turbina es admitido por dos

válvulas principales de paro, las cuales operan mediante aceite a alta presión. Cada una de ellas posee una válvula de derivación que sirve para arrancar la turbina con admisión de vapor en todas las zonas cuando se tienen todas las válvulas de control completamente abiertas.

El vapor sale del cilindro de alta presión a través de dos bridas de escape y pasa al recalentador. El vapor recalentado es admitido a la sección de presión intermedia a través de dos válvulas combinadas de admisión e intercepción de vapor recalentado las cuales son en principio, del mismo diseño que las válvulas principales.

Después de la expansión en el cilindro de presión intermedia el vapor es conducido a través de las tuberías de interconexión al cilindro de baja presión. En esta sección, el vapor fluye simétricamente en dos líneas paralelas y una vez que ha cedido la energía térmica se descarga al condensador por el ducto de escape.

La turbina de vapor es una máquina de velocidad constante, en la cual los reguladores de la misma tienen por misión mantener la velocidad a pesar de variaciones de carga que se presenten.

Para asegurar que los cambios en la demanda de energía eléctrica hechos por los consumidores sean satisfechos inmediatamente sin que ocurran desviaciones grandes de la frecuencia eléctrica nominal, se utilizan los "variadores de velocidad", que forman parte de los "gobernadores".

Estos variadores de velocidad proporcionan una característica frecuencia-potencia aceptable, ya que el objetivo que se busca con estas unidades es modificar su potencia de salida en función de la frecuencia, pues una vez sincronizadas las unidades es la frecuencia del sistema la que determina la velocidad de las turbinas, por lo que si actuamos sobre el valor de referencia de velocidad del gobernador, la unidad conservará una velocidad constante pero variará su generación. Esto se logra por acción directa sobre las válvulas de control de admisión de vapor a la turbina.

-Control mecano-hidráulico de la turbina-

Fundamentalmente todos los controles turbina son operados hidráulicamente utilizando aceite a alta presión suministrado por las bombas correspondientes y que además se utiliza para lubricación de todas sus partes mecánicas.

Este control mecano-hidráulico tiene como misión controlar el flujo de vapor, así como los controles de protección de la propia turbina.

Los controles de flujo de vapor comprenden los servomotores que accionan las válvulas gobernadoras e interceptoras, que son las que determinan el flujo de vapor (principal y recalentado) a la turbina. La posición de estas válvulas es determinada por la presión de aceite de control producida por los diversos dispositivos de control (gobernadores, limitador de carga, regulador de presión de estrangulamiento). Estas válvulas están diseñadas para abrir al incrementarse la pre-

sión de aceite de control y cerrar cuando cierta presión disminuye.

La velocidad o carga de la turbina es controlada por el gobernador principal, con un cambiador de velocidad convencional, operado por motor. En la figura V.4.1 se muestra un diagrama a bloques con todos los componentes funcionales más importantes del control mecano-hidráulico.

El gobernador principal produce una presión de aceite de control que varía con la velocidad de la turbina para una cierta posición de ajuste del cambiador. Pero cuando se opera en paralelo con un sistema o con unidades grandes en la misma central, la velocidad de la turbina está controlada por el enlace eléctrico de los generadores. Bajo tales condiciones de operación, el cambiador de velocidad se vuelve en realidad un cambiador de carga. Esto se debe a que un cambio en el flujo de vapor sólo puede cambiar el par de la turbina, mientras que su velocidad apenas se afecta. Por consiguiente, existirá una carga diferente para cada posición del cambiador de ve locidad.

El gobernador auxiliar, montado en el bloque de control con el gobernador principal, está conectado hidráulicamente al sistema de aceite de control de las válvulas gobernadoras y no tiene cambiador de velocidad ni ajuste de velocidad. En el caso de una pérdida completa o parcial de carga eléctrica, la velocidad se incrementará pronunciadamente. Este aumento repentino en velocidad ocasionará que el gobernador auxiliar, que responde a la aceleración, asuma momentáneamente

te el control de la turbina, disminuyendo la presión de aceite de control y ocasionando con ello que cierren rápidamente las válvulas gobernadoras e interceptoras.

Una vez que se han cerrado las válvulas gobernadoras e interceptoras, la velocidad del turbogenerador disminuirá a una razón que dependerá de la carga residual del generador. Cuando el turbogenerador alcance la velocidad a la que está ajustado el cambiador de velocidad, las válvulas interceptoras regularán el flujo de vapor, manteniendo la velocidad de la unidad en el valor de ajuste del cambiador. Al disminuir la presión en el circuito del recalentador, las válvulas interceptoras continuarán abriéndose. La velocidad tenderá entonces a disminuir y las válvulas gobernadoras se abrirán para controlar la velocidad a la velocidad de cero carga correspondiente al ajuste del cambiador de velocidad.

El limitador de carga es una válvula de alivio con carga de resorte, muy sensitiva, que puede ajustarse para limitar la presión del cabezal de aceite de control a cualquier valor que corresponda a la carga máxima deseada.

La operación correcta del sistema de control de la turbina depende de que se mantengan a la entrada de la válvula de estrangulamiento las condiciones de diseño del vapor. Si la caldera no pudiera mantener la presión del vapor, la turbina demandaría más flujo de vapor, lo cual ocasionaría que la presión descendiera aún más. Si la caída de presión fuera repentina, la demanda repentina de mayor flujo de vapor podría ocasi-

onar acarreo de agua a la turbina, causando serios daños. La función del regulador de presión de estrangulamiento consiste en supervisar la presión del vapor de entrada, y si esta cae por debajo de un valor predeterminado, cerrará parcialmente las válvulas gobernadoras. Si la presión continúa descendiendo, la carga en la turbina será reducida a algún valor mínimo, cerca no al punto cero de carga.

Los controles de protección comprenden las válvulas de estrangulamiento y paro de recalentado, y sus servomotores. Las válvulas de estrangulamiento tienen la función adicional de controlar la presión de vapor durante el arranque. La válvula de paro de recalentado es de apertura parcial. Estas válvulas están bajo control del aceite de paro automático. Los dispositivos de disparo operan en forma directa para cerrar rápidamente las válvulas de estrangulamiento y de paro de recalentado. Las válvulas gobernadoras e interceptoras están interconectadas de modo que también se cierran al dispararse la turbina. En la misma figura V.4.1 se muestran los diversos dispositivos de disparo. Durante la operación normal, el vapor de entrada a la turbina se regula modulando las válvulas gobernadoras, y todas las demás válvulas se encuentran completamente abiertas. Sólo durante operaciones de desecho de carga se utiliza la válvula interceptora para regular el flujo de vapor.

La manera en que se disponen las válvulas gobernadoras para controlar la carga puede variar dependiendo de la unidad. Normalmente se suministran cuatro válvulas en paralelo, y si

las cuatro válvulas se modulan simultáneamente para admitir vapor a la turbina, se dice que la turbina tiene admisión de arco completo, porque todos los cuadrantes de la primera etapa de la turbina reciben cantidades iguales de vapor a todas las cargas de la turbina. Sin embargo, si las válvulas de control se abren individualmente en una secuencia particular, no todos los cuadrantes de la primera etapa son alimentados, sino que hasta que se alcanza la carga completa, entónces, se dice que la turbina tiene admisión de arco parcial. Esto permite reducir al mínimo las pérdidas por modulación en las válvulas gobernadoras cuando se opera a cargas parciales, lo cual puede resultar económicamente ventajoso en unidades diseñadas para seguir picos de carga. Para unidades de carga base, la diferencia entre uno y otro modo de admitir no es económicamente significativa.

v.5 Sistema control de caldera

Dentro de este sistema de control podemos decir que es donde más se ha manifestado y convenido el uso de la instrumentación electrónica, ya sea como equipo de control o bién como equipo supervisorio. Esto se ha debido principalmente por requerimientos del mismo sistema, ya que su control completo involucra también a los sistemas de control turbina y agua de alimentación. Por otro lado, la electrónica se confirma ampliamente en este sistema a causas necesarias y rigurosas supervisiones remotas del hogar de la caldera, quemadores, etc.; ya que una fa

lla en estos equipos y en general de la caldera, ocasionará un paro total de la unidad, causando pérdidas serias en ella.

Debido a lo anterior, la tendencia moderna para el control de la generación de vapor a una demanda de carga, es integrar los tres sistemas (caldera, turbina y agua de alimentación) como una sóla unidad de control.

El sistema control de caldera es el encargado de producir el vapor necesario para cubrir la demanda de carga que el turbogenerador requiera. Esto lo logra a base de diversos equipos típicos como son: economizador, sobrecalentador, recalentador, domo, calentadores de aire, sopladores de Hollín, etc. ; los cuales serán descritos brevemente dentro de este sistema.

Para cubrir de una manera eficiente y clara al sistema control de caldera, lo desglosaremos en tres subsistemas que son:

1. Control circuito agua-vapor
2. Control circuito aire-gases
3. Control de combustión

1. Control circuito agua-vapor

Dentro de este subsistema básicamente describiremos el proceso que sufre el agua-vapor desde la entrada al economizador hasta su salida final como vapor en el recalentador, indicando sus principales variables por supervisar y su respectivo control.

El agua proveniente de los calentadores de alta presión entra al economizador donde adquiere más calor a base del intercambio a contraflujo con los gases producidos por la combustión, para después, por medio de dos tubos entrar al domo. Aquí

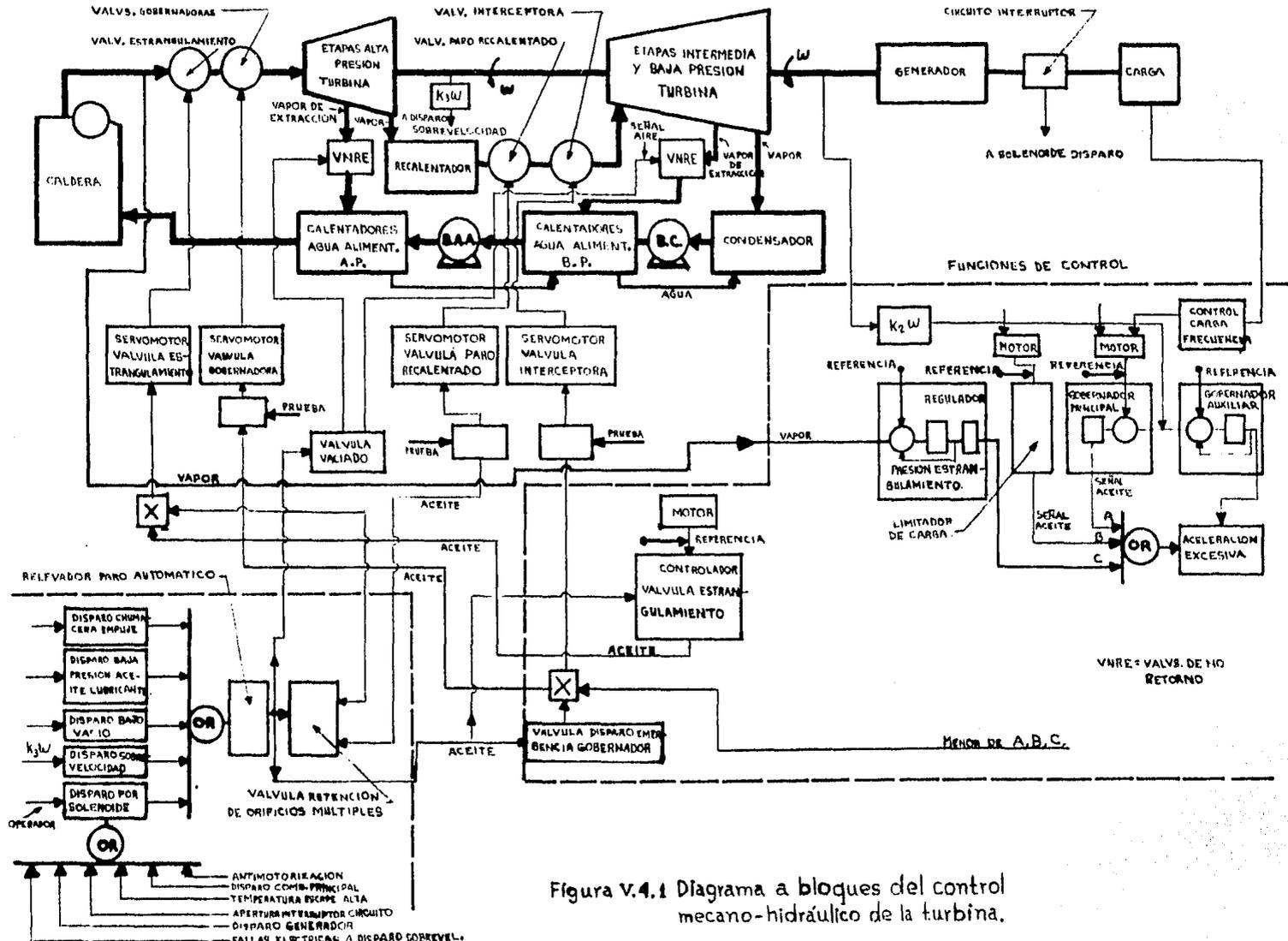


Figura V.4.1 Diagrama a bloques del control mecano-hidráulico de la turbina.

en el domo, es donde el agua a alta presión sufre la conversión a vapor fluyendo a la parte baja del hogar a través de los tubos de circulación.

El agua y la mezcla de vapor formada en los tubos del hogar es descargada en la parte baja del domo; éste está equipado con un sistema de difusores, separadores ciclónicos y depuradores de vapor con lo cual se asegura que el vapor que fluye al sobrecalentador, esté dentro de los límites aceptables y que el agua con contenidos de vapor húmedo retorne al sistema de circulación en la caldera a través del tanque de purgas.

El vapor abandona el domo por medio de un banco de tubos de vapor saturado que van conectados al cabezal de entrada del sobrecalentador primario de vapor, el cual consiste de bancos de tubos que se unen entre sí para formar serpentines verticales arriba del economizador y a la salida del primer paso del hogar. Después el vapor de éste banco de tubos es llevado a través de un cabezal al banco de salida pasando a continuación de dos unidades desobrecalentadoras. El vapor de salida de las unidades desobrecalentadoras es conducido por los tubos de transferencia a la entrada del sobrecalentador secundario, el cual también consiste de bancos de tubos que forman un serpentín conectados a una tubería transversal, ésta a su vez descarga en un cabezal.

El sobrecalentador está provisto de extracciones de vapor a la entrada del secundario que son para vapor auxiliar y para el servicio de sopladores de Hollín.

El sobrecalentador secundario descarga vapor a través del

cabezal de descarga a dos líneas de vapor principal a la turbina de alta presión produciendo trabajo mecánico en la misma. Este vapor resultante, se hace retornar a la caldera para ser recalentado, denominándose vapor recalentado frío de la turbina, y una vez que ha sido recalentado se le denomina vapor recalentado caliente.

Finalmente, el vapor saliente del cabezal del recalentador fluye hacia la turbina de presión intermedia, y de ésta a la de baja presión. Todo lo anteriormente descrito se muestra en el diagrama de la figura V.5.1 .

El sistema control de caldera circuito agua-vapor básicamente controla lo siguiente:

a) Control y supervisión del nivel del dome (control agua de alimentación) y, nivel del tanque de evaporación instantánea.

b) Control y supervisión de la temperatura del vapor a la salida del sobrecalentador y recalentador.

Para el control y registro de lo anterior en el cuarto de control o en el mismo proceso, se requieren los siguientes instrumentos: válvulas neumáticas, interruptores, sensores, transmisores, convertidores de señal y controladores; los cuales también son mostrados en el mismo diagrama de la figura V.5.1.

2.Control circuito aire-gases

Este subsistema tiene dos objetivos que son: 1) proporcionar el aire necesario para lograr una combustión eficiente en los

quemadores y 2), ser capaz de hacer circular el aire y los gases productos de la combustión, a través de los equipos que lo requieran y después expulsarlos a la atmósfera a través de la chimenea.

Para realizar lo anterior, el subsistema se auxilia de ciertos equipos, y los cuales son: 1) Ventiladores de tiro forzado. Estos ocupan un lugar importante dentro del sistema control de caldera, pues de ellos depende el máximo aprovechamiento de energía calorífica del combustible. Sin los ventiladores, las altas transmisiones de calor que se obtienen ahora, no se hubieran logrado, ni tampoco se habrían podido quemar las capas gruesas de combustible de los alimentadores de descarga inferior. En la succión y a la descarga de los ventiladores de tiro forzado están provistos de posicionadores neumáticos; 2) Calentadores de aire. El uso de estos calentadores son para aumentar la eficiencia de los quemadores, así como asegurar mejor y más rápida la combustión; 3) Calentadores de aire a vapor. Estos calentadores consisten de cabezales de entrada y salida conectados por tubos aleteados en los cuales circula el vapor de calentamiento y tienen por objeto elevar la temperatura del aire que circula por la caja o ducto de dichos calentadores en donde la temperatura se eleva desde la ambiente del lugar hasta la óptima requerida a la entrada de los calentadores de aire regenerativo; 4) Sistema sopladores de Hollín. Debido a la naturaleza de los depósitos y escorias que se acumulan a causa de la combustión,

se deben tener medios para prevenir una acumulación excesiva que pueda obstruir el paso de los gases y para mantener las superficies de calentamiento de la caldera en una condición propicia para la efectiva transferencia de calor se usan los llamados sopladores de Hollín; y 5) Chimenea. Este equipo se requiere en toda unidad termoeléctrica para proporcionar gran velocidad y fácil expulsión de los productos de la combustión gracias al tiro que se produce dentro del mismo. Esto es debido a que los gases calientes tienen una menor densidad que la del aire. A veces lo anterior se complementa con la ayuda de un ventilador de tiro inducido.

El control de los ventiladores de tiro forzado se lleva a cabo desde el tablero de control central. Aunque también, cada uno puede ser arrancado manualmente por medio de un interruptor de control. También la temperatura de los cojinetes de rodamiento es registrado en el cuarto de control.

El control de la temperatura del aire se logra mediante el suministro de vapor a través de las válvulas de control. La temperatura del aire es detectada por elementos controladores de temperatura y transmitida al registrador en el tablero del cuarto de control.

El sistema de soplado puede ser operado automáticamente desde el cuarto de control o individualmente a una secuencia de tiempo determinada. En determinadas condiciones el sistema también se puede operar manual ó localmente.

Un diagrama típico de la supervisión e instrumentación.

del circuito aire-gases se muestra en el diagrama de la figura V.5.2, en el cual se muestran los equipos antes mencionados y sus respectivos instrumentos de supervisión y control. Tales instrumentos son: indicadores de temperatura, de presión, de flujo y válvulas neumáticas; los cuales envían su señal al cuarto de control con la ayuda de transmisores y controladores. Además de los anteriores instrumentos, para mejorar el control de suministro de aire para la realización de una combustión óptima, el subsistema cuenta con analizadores de oxígeno a la salida del hogar.

3. Control de combustión

Los objetivos que persigue el control de combustión son:

- 1) Regular la energía térmica de la unidad, de manera que sea igual a la que necesite, pero no en exceso.
- 2) Mantener una eficiencia elevada en todas las intensidades de la combustión.
- 3) Que sea suficientemente sensible, de manera que el estado térmico, del equipo de la unidad no fluctúe. Lo único que deberá de variar es la intensidad del flujo de energía.

La cantidad de trabajo que se obtiene del vapor en cualquier operación, es igual al cambio que ocurre en su contenido total de calor al pasar del estado inicial al estado final; por lo que puede decirse que una caldera de vapor es en realidad una caldera de calor, y la demanda de vapor es en realidad una demanda de calor. De manera que la función principal de una caldera de vapor consiste en convertir el calor

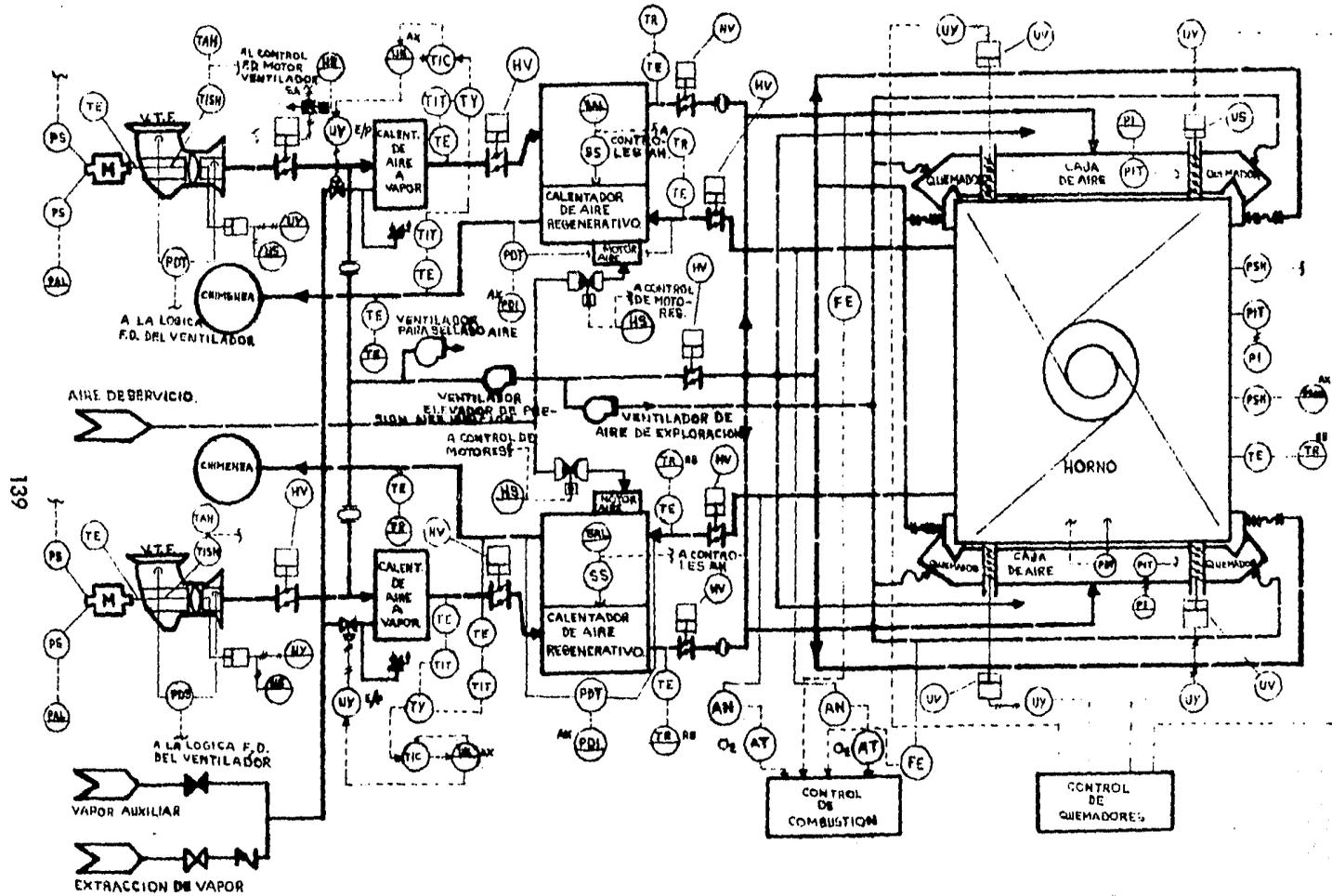


Figura V.5.2. Control del circuito aire-gases.

de combustión suministrado por el combustible, en calor utilizable en el vapor.

Para la generación eficiente de calor en la caldera se deben considerar dos sistemas básicos que son: un sistema de control de la razón de combustión, y uno de la eficiencia de la combustión. El primero tiene como objetivo principal equilibrar continuamente los cambios en el calor de entrada y en el calor de salida, o dicho de otra manera, su función consiste en reducir a cero las diferencias entre los cambios en el calor de entrada y en el calor de salida. El segundo sistema consiste en equilibrar continuamente el aire con el combustible, de modo que se obtenga liberación óptima de calor a lo largo del rango esperado de carga. Esto debe lograrse a pesar de la no linealidad del proceso.

Para llevar a cabo lo anterior, se requiere de un control del flujo de materiales que entra al hogar, el cual consistirá a su vez de dos sistemas que son: el sistema de control de la presión del hogar, el cual equilibra continuamente los cambios en las salidas de masa para compensar los cambios en las entradas. Y el otro, consiste en tener una variable que refleje todos los cambios en las entradas y salidas, de manera que sea sensible a los cambios de masa acumulada, y que puede medirse fácilmente. Esta variable es la presión de los gases de la combustión en el hogar.

La variable de operación que se utiliza más comúnmente para dirigir el control de combustión es la presión del va-

por, por ser la variable relacionada con el calor almacenado en la caldera de vapor. Sin embargo, a fin de prevenir disturbios, conviene utilizar como señales prealimentadas a algunas variables relacionadas significativamente con los flujos de entrada y salida. Estas variables son la temperatura del agua de alimentación y el flujo de vapor por la turbina. Cuando aumenta la carga de la unidad, el vapor que sale de la caldera aumenta, y a menos que la intensidad de la combustión aumente, aparecerá una deficiencia en la forma de una disminución de la presión del vapor.

En general, el control de combustión para carga variable necesita ajustar la entrada del combustible proporcionalmente a la demanda de la carga. En consecuencia, también se debe modificar el flujo del aire para la combustión, para mantener la relación aire-combustible más eficiente a todas las cargas.

Un balance de calor y su relación con las señales de control queda entonces:

$$\Delta \text{Flujo entrada calor} - \Delta \text{Flujo salida calor} = \Delta \text{Calor almacenado}$$

Temp. Agua alimentación	Flujo de vapor	Presión del vapor.
(disturbio, señal prealimentada.)	(disturbio, señal prealimentada.)	(variable realimentada.)

Combinando éstas señales adecuadamente, se obtiene una señal maestra de demanda para el control de las válvulas de combustible y aire, a fin de obtener la razón de combustión.

Para un control de combustión adecuado, primeramente se emplea un medidor , transmisor y controlador de flujo de vapor-flujo de aire, el cual supervisa constantemente el flujo de vapor e indica el cambio relativo al flujo de aire. Al mismo tiempo compara la cantidad de energía térmica que se está liberando en el hogar con la cantidad de aire que se está suministrando para la combustión. Después, se emplea un medidor, transmisor y controlador para la relación flujo de combustible-flujo de aire, el cual constantemente supervisa la cantidad de combustible que se está consumiendo y la cantidad de aire que se está suministrando. Y finalmente, se emplea un analizador de gases, el cual constantemente supervisa el porcentaje • cantidad de oxígeno en los gases de la combustión y ajusta la cantidad de aire que debe suministrarse para obtener la relación correcta.

En la figura V.5.3 se muestra el control típico de la -- combustión.

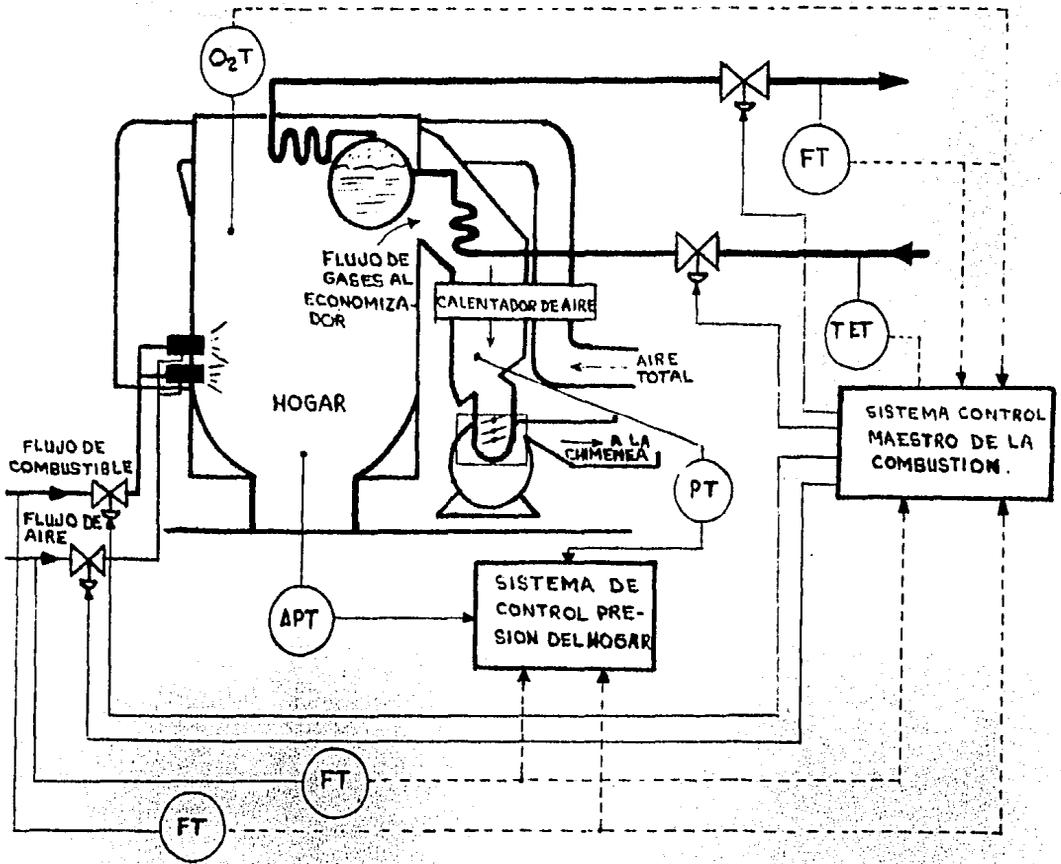


Figura V.5.3 Control de combustión.

Capítulo VI

Indices de confiabilidad Y disponibilidad

VI.1 Introducción

El análisis de la confiabilidad y disponibilidad es un estudio reciente dentro de las centrales generadoras de vapor, que se ha intensificado en los últimos 30 años, debido principalmente a las mayores complejidades de los sistemas o de seguridad, al rápido aumento de costos del capital para instalaciones nuevas, componentes de los mismos a causa o exceso de trabajo debido a altas temperaturas, altas presiones, altas velocidades del equipo, y a la creciente atención que ha cobrado la industria eléctrica como parte de la crisis de energía.

Estos parámetros de confiabilidad y disponibilidad dentro de las centrales termoelectricas son de vital importancia, ya que de ellos va a depender el óptimo funcionamiento de ellas; así como la reducción o prevención de paros ó fallas de sus respectivos equipos. Así vemos, que con el advenimiento de la electrónica aplicada en los sistemas termoelectricos, la confiabilidad y disponibilidad de ellos se ha mejorado en comparación a la instrumentación utilizada anteriormente. No obstante a lo anterior, en la actualidad los

sistemas de control cada vez se hacen más complejos debido - principalmente al pleno desarrollo que está teniendo la automatización electrónica dentro de los mismos, y por lo cual, se hace cada vez más necesaria analizar la confiabilidad y disponibilidad de ellos.

Para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos y sistemas termoelectrónicos es necesario desarrollar bancos de datos y metodologías para el uso de dichos bancos. Tales bancos de datos involucran: horas-hombre de mantenimiento, fallas de equipo-elemento o sistema, partes de repuesto utilizados, tiempo total de paro del equipo limitado por los recursos humanos disponibles por turno, número de turnos, tiempo de espera para las partes de repuesto, costo total de la reparación y los resultados del mantenimiento preventivo. Estos datos deben registrarse tanto para funcionamientos anormales que causaron fallas en la unidad de potencia, como para aquellos que no produjeron dichas fallas. Los funcionamientos anormales que no contribuyen a reducir la potencia de la unidad pueden frenar los recursos humanos disponibles para el mantenimiento preventivo y, en consecuencia, tendrán efecto sobre los funcionamientos anormales que sí causan paros. Los métodos desarrollados para la búsqueda de información en el banco de datos también debe elaborarse para las aplicaciones de la empresa. Nosotros en éste capítulo nos limitaremos a dar antes que nada, las bases teóricas para el cálculo de la confiabilidad y disponibilidad, así como sus principales ca-

racterísticas cuantitativas de ellos , y las técnicas que se deben de seguir para un análisis completo y detallado. De manera que únicamente nos enfocaremos a uno de los métodos más utilizados en el análisis de la confiabilidad y disponibilidad aplicable a las unidades termoeléctricas. Concretamente, el método será aplicado sobre algunos sistemas de control tratados en el capítulo anterior.

Antes de poder iniciar nuestro análisis, daremos los conceptos y parámetros que son utilizados dentro del estudio de la confiabilidad y disponibilidad, para la posterior aplicación.

Confiabilidad. Es la capacidad de que un elemento (o sistema) funcione favorablemente bajo ciertas condiciones de operación, y dentro de un intervalo de tiempo definido.

Otra definición más clara y precisa de la confiabilidad es: la confiabilidad de un sistema es la probabilidad de que el sistema se desempeñará dentro de límites específicos y bajo condiciones del medio ambiente, favorablemente, para un período de tiempo específico. Como se ha definido, la confiabilidad es una función dependiente del tiempo, $R(t)$. Si un sistema es designado a operar continuamente en todo el tiempo especificado, y tiene una relación de falla (falla esperada por unidad de tiempo), la confiabilidad es

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Por ejemplo, la probabilidad de operación de un sistema sin

falla en todo el tiempo t . Si un sistema es designado a operar sobre un régimen de trabajo durante el tiempo especificado t y tiene una relación falla λ , la confiabilidad es

$$R(n) = e^{-c\lambda t} \quad c = \text{régimen de trabajo}$$

Por otro lado, la disponibilidad es una relación de períodos de tiempos. Disponibilidad es el resultado de dividir la suma de todos los períodos de tiempo durante los cuales una unidad podría operar ó estar operando por el período de tiempo total. Simplemente la disponibilidad denota la capacidad de una unidad, sistema, o elemento de equipo para servicio se encuentre o nó usando actualmente. Una definición precisa es:

Disponibilidad. Es la característica de un elemento expresada como una probabilidad tal que será operacional a un instante aleatoriamente seleccionado en un tiempo futuro. Si el sistema es diseñado a operar continuamente:

$$\begin{aligned} \text{Disponibilidad } A(t) &= \frac{\text{tiempo de operación}}{\text{tiempo total}} \\ &= \frac{\text{tiempo de operación}}{\text{tiempo de op.} + \text{tiempo de paros}} \end{aligned}$$

Por consiguiente la disponibilidad de un elemento es una función de su relación de falla, λ , y de su relación de reemplazamiento o reparo. La proporción del tiempo total que el elemento está disponible es la disponibilidad en estado estable. Para una simple unidad, con una relación de falla constante y una relación media de reparación constante W , la disponibilidad en estado estable será:

$$A = \frac{W}{\lambda + W} = \frac{MTBF}{MTTR + MTBF}$$

MTBF= Mean time between failures

MTTR= Mean time to repair

La disponibilidad instantánea, o probabilidad de que el elemento estará disponible en un tiempo t es igual a:

$$A = \frac{W}{\lambda + W} + \frac{\lambda}{\lambda + W} e^{-(\lambda + W)t}$$

Como t conviene ser grande, esto se aproxima a la disponibilidad en estado estable, $W/(\lambda + W)$.

Mantenimiento y confiabilidad son relativos a disponibilidad por medio del tiempo de reparación y frecuencia de paros. El mantenimiento está definido como:

Mantenimiento. Es la característica de diseño e instalación expresada como la probabilidad de que un elemento será retenido o reparado en una condición específica y dentro de un período específico, donde el mantenimiento es realizado en acuerdo con procedimientos y medios preescritos.

Tanto la confiabilidad como la disponibilidad dependen de muchos factores, muchos de los cuales son aleatorios. Es difícil medir la confiabilidad puesto que no hay instrumento que nos indique dicho valor de una muestra u espécimen dado. Por lo mismo se dice, que es posible estimar suficientemente y completamente una propiedad de un elemento o sistema tal como la confiabilidad y disponibilidad sóloamente con ayuda de un gran número de criterios y pruebas.

Por lo anterior, el cálculo de la confiabilidad y disponibilidad se auxilia de ciertas herramientas cuantitativas (principalmente) y cualitativas.

Una definición cualitativa de la confiabilidad es insuficiente para poder llevar a cabo nuestro objetivo, dado que no nos permite:

- Calcular confiabilidad y disponibilidad.
- Formular los requerimientos para la confiabilidad y disponibilidad del equipo que está siendo rediseñado.
- Comparar la confiabilidad de diferentes componentes o sistemas.
- Delinear los caminos de incrementación de confiabilidad y disponibilidad .
- Etc.

Las características cuantitativas en que se basa principalmente el cálculo ó estimación de la confiabilidad y disponibilidad, son una serie de parámetros técnicos obtenidos en base a las leyes de la probabilidad y estadística. Estos parámetros son:

Probabilidad de operación libre de falla $P(t)$ (en buen estado), es la probabilidad de que en el intervalo de tiempo prefijado (o en los límites de las horas de trabajo dadas) a regímenes y condiciones de trabajo establecidos no se produzca ninguna falla, es decir es la probabilidad de que el componente dado conservará sus parámetros en los límites prefijados durante un intervalo de tiempo determinado para condiciones de explotación definidas.

Probabilidad de la falla (probabilidad de incumplimiento de las funciones), es la probabilidad de que en un intervalo de tiempo prefijado se produzca aunque sea una falla $[q(t)]$. Puesto que el trabajo defectuoso y el sin falla son sucesos o puestas incompatibles, tendremos que

$$q(t) = 1 - P(t)$$

Relación de falla, es el número de fallas por unidad de tiempo, referido al número inicial de elementos:

$$\alpha(t) = \frac{\Delta n_x}{n \Delta t}$$

donde Δn_x es el número de componentes que fallaron en el intervalo de $(t - \frac{\Delta t}{2})$ a $(t + \frac{\Delta t}{2})$; n es el número inicial de componentes; Δt es el intervalo de tiempo.

Intensidad de falla $\lambda(t)$ (peligro de las fallas), probabilidad de fallas del componente irreparable en la unidad de tiempo después del instante prefijado a condición de que hasta ese instante no se haya originado la falla. La intensidad (peligro) de las fallas se determina por el número de fallas por unidad de tiempo, referido al número medio de elementos que trabajan en buen estado en el lapso de tiempo dado, o sea

$$\lambda(t) = \frac{\Delta n_x}{n_x \Delta t}$$

donde Δn_x es el número de componentes que han fallado en el intervalo de $(t - \frac{\Delta t}{2})$ a $(t + \frac{\Delta t}{2})$; Δt es el intervalo de tiempo; $n_x = \frac{n_{i-1} + n_i}{2}$; n_{i-1} ; n_i son, respectivamente, el número de componentes que trabajan bien al principio (n_{i-1}) y al fi-

nal(n_i) del intervalo de tiempo Δt .

La intensidad (peligro) de las fallas se expresa cuantitativamente en 1h trabajo, o en % por 1000h trabajo.

Tiempo medio de operación libre de falla T_m ; valor medio de las horas de trabajo de componentes del lote hasta la primera falla es la esperanza matemática del tiempo de trabajo sin falla.

El tiempo medio de operación libre de falla de los elementos de un mismo tiempo es aproximadamente

$$T_m \approx \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n},$$

donde t_i es el tiempo de trabajo correcto del i -ésimo elemento; n es el número de elementos del lote que se experimenta.

Cuanto más grande es n , con tanta mayor precisión se determina el valor de T_m . El inconveniente de ésta fórmula es la necesidad de conocer los instantes de falla de cada uno de los elementos n del lote.

Relación media de falla (parámetro del flujo de fallas) $W(t)$, es la cantidad media de fallas del componente a reparar (a establecer) en la unidad de tiempo, tomada para el intervalo de tiempo examinado. La relación media de falla se halla por el número total de elementos (componentes) que fallaron en la unidad de tiempo, después del instante dado, referido al número de elementos (componentes) que se experimentan a condición de que todos los componentes fallados se sustituyan por nuevos (es decir, el número de componentes que se ensayan

del lote se mantiene igual a lo largo de todo el experimento):

$$w(t) = \frac{\Delta n_x}{n \Delta t} = \frac{n_x}{n} \cdot \frac{\Delta n_x}{n_x \Delta t},$$

donde n es el número de elementos que se experimentan del lote; Δn_x es el número de elementos inutilizados en el intervalo de tiempo de $t - \frac{\Delta t}{2}$ a $t + \frac{\Delta t}{2}$; Δt es el intervalo de tiempo. La característica dada es cómoda para determinar la confiabilidad de cada uno de los elementos en los aparatos en funcionamiento durante su explotación.

Si el peligro de fallas de los componentes es una magnitud constante $\lambda(t) = \text{cte.}$, en tal caso, este es igual a la relación media de fallas, o sea, $w(t) = \lambda(t) = \lambda = \text{cte.}$

Horas de trabajo hasta la falla (tiempo medio entre fallas contiguas) t_m , es el valor medio de las horas de trabajo del componente reparado entre fallas. Las horas de trabajo en una falla es la esperanza matemática del intervalo de tiempo entre fallas contiguas (para $\lambda = \text{cte.}$; $T_m = t_m$). El valor medio aproximado entre dos fallas contiguas es

$$t_m \approx \frac{\sum_{i=1}^{n_k} t_i}{n_k}$$

donde n_k es el número de fallas del aparato (elemento) durante el tiempo de los ensayos (observaciones) t ; Δt_i es el tiempo de trabajo correcto o en buen estado del elemento (equipo) entre los $i-1$ e i -ésimas fallas.

Si se ensayara no con uno, sino con m ejemplares,

$$t_m \approx \frac{\sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^{n_k} t_{jk}}{n^*}$$

En ésta n^* es el número total de fallas al ensayar m ejemplares de aparatos:

$$n^* = \sum_{j=1}^{n_k} n_j ;$$

At_{jk} es el tiempo de trabajo en buen estado entre dos fallas contiguas del j -ésimo ejemplar; n_j es el número de fallas del ejemplar o muestra.

Falla, hecho después del cual el elemento (aparato, dispositivo, sistema) deja de cumplir (total ó parcialmente) sus funciones. La falla es la alteración de la capacidad de trabajo del elemento.

VI.2 Análisis

El análisis de la confiabilidad y disponibilidad de cualquier elemento (o sistema) se puede llevar a cabo mediante una serie de técnicas o estrategias centradas en la obtención de sus fallas, problemas de diseño de construcción, así como de personal especializado para analizar y estudiar las consecuencias de su elaboración. Una buena planeación y logro de los anteriores puntos, dará como resultado un amplio incremento en la confiabilidad y disponibilidad de los elementos (o sistemas) en estudio.

Existen técnicas de análisis para el cálculo de la confiabilidad y disponibilidad que son basadas sobre los bancos de

datos de falla y experimentos sobre los elementos o sistemas propios. Tales bancos de datos reunirán los tiempos de falla, tiempos de paro, intensidad del paro, frecuencia del paro, etc., los cuales requerirán para su obtención un tiempo considerable, pero que al lograrlo se obtendrían resultados reales del estudio. Por tales razones, nosotros sólo describiremos las principales técnicas de diseño para el análisis de confiabilidad y disponibilidad, y como aplicación de ello, desarrollaremos uno de los métodos más aplicados a sistemas complejos; como es el caso de una unidad termoeléctrica. Este método es el denominado "análisis de árboles de falla" (Fault - tree analysis = FTA).

Los principales métodos o técnicas de evaluación usadas en el diseño de confiabilidad y disponibilidad son:

1. Predicción de confiabilidad (disponibilidad)
2. Evaluación de intensidad-carga (de la falla)
3. Análisis de los modos de falla, efecto y estado crítico
- 4. Análisis de árboles de falla

1. Predicción de confiabilidad.

La predicción de confiabilidad (y disponibilidad) básicamente consta o se basa de datos y resultados de cálculos sobre las características cuantitativas de la confiabilidad, y en base a ello se elaboran sus respectivos diagramas a bloques del sistema o elementos en estudio. Dichos arreglos, pueden ser similares o diferentes al sistema o elemento real en estudio. Estos arreglos si así se desea, se les aplica redundancia preventi-

va, para posteriormente llevar a cabo la reducción de los arreglos de bloques (a base de técnicas respectivas) hasta llegar a un sólo bloque, el cual nos indicará la confiabilidad total del elemento o sistema en estudio.

En este método se analiza o se toma mucho en cuenta la predicción de exactitud, redundancia activa, análisis de configuración y técnicas para sistemas complejos (arreglos de diagramas).

2. Evaluación de intensidad-carga (de la falla).

La evaluación de la intensidad y carga tienen que ser consideradas como parte de la predicción de confiabilidad. Este método de la intensidad y carga es un procedimiento que envuelve todos los aspectos de intensidad y carga que deben ser considerados en derivación del diseño, y si es necesario en planeación de pruebas. La tabla VI.1 es un ejemplo de una hipotética evaluación intensidad-carga para un ensamble mecánico y eléctrico. El ejemplo muestra aproximaciones que pueden ser usadas para diferentes aspectos de evaluación. Probabilidades de eventos pueden ser expresados como distribuciones completas, o como la verosimilitud de un caso de limitación particular siempre excedido. La forma es más apropiada cuando la (s) carga (s) puede (n) causar degradación, o si es requerido un asentamiento más detallado de confiabilidad. En los ejemplos típicamente mostrados que aunque finalmente se ven simples, deberán ser revisados con detalle todos sus efectos de cargas combinadas para que el análisis sea de un éxito completo.

3. Análisis de los modos de falla, efecto y estado crítico.

Los modos de falla, efecto y análisis de estado crítico (Failure mode, effect and criticality analysis = FMECA) es el análisis de diseño de confiabilidad y disponibilidad más ampliamente usado. Cada elemento de un diseño comúnmente es considerado en relación a su modo de falla, la probabilidad de ocurrencia y los efectos de la falla. Una columna de "criticidad" es sumada al análisis, para permitir la inclusión de un índice relativo a la "criticidad" del efecto de falla. Algunas veces la clasificación de "criticidad" es omitida; el análisis es llamado entonces un FMEA.

Este método es una técnica muy formal y efectivo en la evaluación del diseño de confiabilidad, y es perspectiva sobre proyectos de dominio fundado. El método es particularmente aplicable a sistemas analógicos (sean electrónicos, eléctricos o mecánicos) y a sistemas que incluyen redundancia. Sin embargo, para sistemas puramente electrónicos digitales la aplicación no es tan íntegra, ya que los grandes sistemas digitales son muy complejos. También el diseñador tiene menor control sobre los elementos individuales del sistema. El FMECA proporciona un valioso entorno completo, debido a que el análisis de confiabilidad por diagramas a bloques, y cartas de diagnóstico para propósitos de reparación. Una considerable cantidad de trabajo en la generación de rutinas diagnóstico y preparación y uso de manuales de mantenimiento pueden ser ahorrados si es usada una hoja guía FMECA como la base para este trabajo.

Elemento (material, función)	Caso pésimo de carga/carga combinada	Probabilidad de ocurrencia/frecuencia	Fuente de datos	Efecto combinado	Resistencia	Observaciones
Remache (aluminio, fijado sobre un soporte de plástico)	1. 50 N, total, axial 2. 40 N, impacto lateral 3. 0-35 °C temperatura.	Continua. Ver carga de distribución anexa;	— Datos de operación	— Degradación combinada con 1 NIL.	Hecha de plástico Efecto NIL.	Confirmar sus pruebas de servicio. Asegurar que el espesor de plástico puede ser operable a un futuro crítico.
Bobina solenoide	1. 32 V. (a 27 °C) 2. Temp. ambiente 45 °C	$1/10^4$ horas $1/10^2$ horas	Datos sobre potencia y variación de suministro.	72 °C	Aislamiento limitado.	Protección contra sobrevoltaje, o proporcionar embobinado necesario.

Tabla 6.1 Ejemplo de evaluación intensidad-carga.

Elemento	Modo de falla	Relación falla/hora	Efecto	Clasificación de criticidad (3=alto, 1=bajo)	Observaciones
Resistor R3.	Circuito abierto.	0.4×10^{-6}	No hay control en el voltaje.	3	—
Bobina solenoide	Bobina solenoide quemada.	1×10^{-6}	No hay protección contra sobreflujo.	2	Requerida protección para bobina solenoide.
Remaches fijos sobre soportes de plástico.	Se salgan a través del soporte de plástico.	A ser determinado por pruebas.	Separa al motor de la base fija.	1	Revisar pruebas después con 4 remaches a cargas repartidas.

Tabla 6.2 Un ejemplo de FMECA.

El nivel detallado para el cual un FMECA es tomado, debe estar basado sobre el propósito para poder ser realizado. Por ejemplo, consideraciones de todos los modos posibles de fallas dentro de una secuencia de válvula hidráulica o de un amplificador operacional usualmente no serían incluidas en el análisis de un sistema del cual ellos son componentes. En lugar de eso, estaríamos preocupados con los modos de falla de sus salidas. Sin embargo, el diseñador de la válvula o amplificador operacional, tendría que analizar los efectos de todos los modos de falla dentro de los elementos. El nivel del análisis también puede ser afectado por cada etapa realizada en el proyecto. Para grandes sistemas, posibilidades de estudio pueden sólo generar subsistemas funcionales, con muchos de los detalles de diseño acallados al ser ejecutados. Entonces, el FMECA inicial tendría que relacionarse a las fallas de esos subsistemas o bloques. Este análisis forma las bases para las versiones actualizadas, como procedimientos de diseño, y es útil en su conveniencia para ayuda de la distribución de opciones e indicaciones de futuras críticas.

El FMECA está algunas veces casi limitada a consideraciones de simples fallas, y no a los efectos múltiples de fallas simultáneas, los cuales deben ser estudiados, pues podrían agravar la situación. En la tabla VI.2 se muestra un ejemplo del FMECA.

4. Análisis de árboles de fallas .

Una de las técnicas más poderosas para el estudio de la segu-

ricidad y la confiabilidad de sistemas complejos es el análisis de árboles de falla (FTA). El FTA es un proceso deductivo que provee un acceso sistemático en la investigación de los posibles modos de ocurrencia del estado de un sistema o evento indeseable; es una técnica similar a FMECA excepto que en vez de operar sobre el sistema considerando cada modo falla desde sus bajos niveles; el análisis comienza por considerar modos de falla de todo el producto (elemento o sistema), y en tónces operando hacia abajo se identifican las partes modo fa lla que pueden generar las fallas totales.

La teoría de los árboles de fallas surgió de la necesidad de estimar la confiabilidad y la seguridad de sistemas complejos de diseño nuevo y para los cuales no existía información estadística que permitiera un análisis basado en la metodología clásica de la confiabilidad.

Básicamente, el problema estriba en estudiar sistemas com plejos en los cuales se tiene un gran número de componentes que realizan una función determinada. Nos preocupa el poder predecir la probabilidad de falla del sistema, así como las posibles causas y los modos potenciales que conducen a la falla. Por ello, describiremos detalladamente, el procedimiento de aplicación de éste método, ya que es particularmente aplicable a sistemas complejos tales como estaciones generadoras de energía, controles de carácter nuclear, y plantas químicas, donde ciertos modos de falla del sistema deben ser eliminados en el diseño.

La construcción del árbol de fallas y su evaluación cuantitativa y cualitativa involucra lo siguiente:

1. Identificar todas las posibles causas que puedan conducir a un evento indeseable.
2. Proveer una interpretación clara y gráfica del proceso analítico, y
3. Proveer una base para la evaluación del diseño y procedimientos alternativos de diseño, operación y mantenimiento de un sistema.

Un árbol de fallas es una representación diagramática que ilustra la inter-relación de los componentes de un sistema de acuerdo a la lógica Booleana. Esta representación sirve para modelar las condiciones del sistema que pueden resultar en el evento indeseable, llamado "TOPE". El término evento denota un cambio dinámico que le ocurre a un elemento del sistema. Si el cambio de estado es tal que la función propuesta del elemento particular no se cumple, o una función no propuesta se cumple, el elemento es una falla.

El procedimiento para la construcción de árboles de fallas en forma esquemática, es el siguiente:

1. Definir el evento de interés o evento TOPE. Árboles muy diferentes pueden resultar de pequeñas variaciones en el evento tope.
2. Buscar todos los eventos posibles que, por sí mismos, o en combinación con otros eventos, lleven al tope.
3. Cualquier evento, ya sea primario o salida de alguna compuerta (lógica), puede ser usado como entrada a otra compuerta.

4. En general, existen diferentes representaciones lógicas equivalentes para un mismo sistema. El único requerimiento es que la representación lógica seleccionada contenga todos los eventos significativos que lleven al evento TOPE.

Los componentes para la elaboración de los diagramas árboles de fallas son principalmente compuertas lógicas y una serie de eventos, los cuales pueden mostrar redundancia serie o bien, redundancia paralela. Por lo cual podemos decir que un FTA es un proceso de flujo lógico, símbolos de modelos y eventos. Las compuertas lógicas y eventos usuales son :

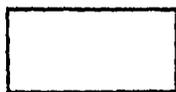
Compuerta AND: Ocurrirá falla si todas las entradas fallan.



Compuerta OR: Ocurrirá falla si cualquiera de las entradas fallan.



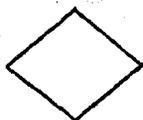
Eventos:



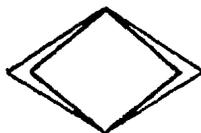
Una falla que resulta de los efectos combinados de otras fallas.



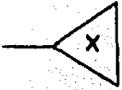
Falla básica, s-independiente de otros eventos.



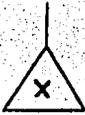
Falla básica, s-dependiente sobre otros eventos menores, pero no desarrollados hacia abajo.



Falla básica, dependiente sobre otros eventos menores y bastante importante para justificar un análisis separado.



Transferencia de salida X, TS-X. (X representa cualquier símbolo).



Transferencia de entrada X, TE-X.

Estos dos últimos símbolos indican que la porción del árbol que se encuentra debajo de una TS-X se transfiere a aquella parte del árbol en donde aparece TE-X.

Evaluación de árboles de fallas.

Los beneficios de la evaluación de los árboles de fallas de un sistema comienzan con la evaluación cualitativa de los mismos. El despliegue visual de todas las relaciones lógicas y funcionales entre los componentes del mismo permite, en muchas ocasiones, identificar componentes críticos, fallas en el diseño y puntos débiles en cuanto a la confiabilidad y por consiguiente, también a la disponibilidad del sistema. Sin embargo, no es sino hasta la evaluación cuantitativa del árbol, cuando la metodología despliega toda su utilidad potencial.

El primer paso en el análisis cuantitativo implica la determinación de los conjuntos mínimos de corte (CMC) del árbol. Un CMC es un conjunto de eventos primarios tales que si todas las componentes del conjunto fallan, el evento tope ocurre. En general, un árbol de fallas contiene un gran número de CMCs.

Los CMC pueden obtenerse resolviendo directamente las ecuaciones booleanas del árbol. Sin embargo, para árboles complicados, lo anterior resulta sumamente laborioso, por lo que se recurre a métodos de simulación del tipo Montecarlo.

Una vez que se conocen los CMC se procede a el análisis probabilístico del árbol. A partir del conocimiento de las probabilidades de falla y los tiempos medios de reparación de los componentes primarios del sistema, el análisis probabilístico del árbol permite predecir, para componentes individuales, CMC y para el evento tope, la probabilidad de falla a cualquier tiempo dado, t ; el número esperado de fallas por unidad de tiempo t ; el número de fallas en el intervalo de 0 a t ; y la probabilidad de sufrir una o más fallas en el intervalo de 0 a t .

Una vez evaluado el árbol de fallas, se procede a calcular la importancia de cada componente del sistema respecto a la probabilidad de falla del diseño. Esta información resulta de gran utilidad para mejorar el diseño de un sistema, para indicar donde es conveniente agregar redundancias al mismo, etc.

Aplicación :

Originalmente la expresión teórica para el cálculo de la confiabilidad es

$$R(t) = \exp \left[- \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \right]$$

donde: $R(t)$ = confiabilidad (ó probabilidad de buen éxito)
 $\lambda(t)$ = intensidad de falla
 t_1, t_2 = intervalo de tiempo, durante el cual inicia y termina la prueba o misión.

Por medio de estudios que se han realizado, se ha demostrado que en muchos componentes existe un período de vida media donde el tiempo de falla es relativamente constante. Bajo es-

tas condiciones la expresión inicial, la confiabilidad queda:

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad \text{----- A}$$

donde λ es la intensidad de falla constante de la componente la cual es característica propia de la distribución exponencial.

Generalmente la última expresión de la confiabilidad es la más usual para cálculos prácticos a pesar de que también se le puede expresar como una serie de la forma

$$\exp[-\lambda t] = 1 - \lambda t + \frac{(\lambda t)^2}{2!} - \frac{(\lambda t)^3}{3!} + \dots$$

Para valores pequeños del producto λt :

$$R(t) = 1 - \lambda t$$

La inconfiabilidad $\bar{R}(t)$ es el complemento de la confiabilidad y para valores pequeños de λt : $\bar{R}(t) = \lambda t$.

Para nuestros cálculos prácticos finales de confiabilidad requeriremos del "tiempo de trabajo" t_0 de los eventos del árbol de fallas. Esto lo obtenemos de la condición

$$R_0 = \exp(-\lambda t_0) ; \quad t_0 = \frac{-\ln R_0}{\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n} \quad \text{----- B}$$

donde en este caso; $\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \dots + \lambda_n$, son las intensidades de fallas de los eventos que están siendo considerados al tiempo t_0 , y R_0 es denominado nivel de confianza o certeza.

* Normalmente para el análisis o diseño de confiabilidad y por consiguiente de disponibilidad se requiere de un parámetro denominado "nivel de confianza" o certeza. Este nivel de confianza se toma dentro de un intervalo probabilístico que gene

ralmente se toma igual a 0.6 ; 0.7 ; 0.8 ; 0.9 y raramente - 0.95 ; 0.99 . Estos niveles de confianza se han tomado en base a estudios y pruebas realizadas con ayuda de las leyes de distribución de Gauss (Dispersión y Normal); para lo cual requiere de estudios complejos de matemáticas y probabilidad que para propósitos de éste capítulo no están contemplados. Sin embargo, podemos decir que estos niveles de confianza también se toman de acuerdo al criterio o exactitud que se le quiera dar al análisis o diseño (por lo general > 0.6). Para los ejemplos demostrativos que se realizarán dentro de este último capítulo, se tomará un nivel de confianza de 0.8 .

La disponibilidad esperada de cualquier sistema o elemento estará basada en experiencias de operación de sistemas similares a los de la confiabilidad:

$$A = A_1 A_2 \dots A_n = \prod_{i=1}^n A_i$$

o bien $A = 1 - \sum_{i=1}^n U_i$,

donde: A_i = Disponibilidad del sistema o elemento total.

$$U_i = \text{Indisponibilidad} = 1 - A_i$$

Anteriormente habíamos expresada la disponibilidad como:

$$A = \frac{MTBF}{MTTR + MTBF} = \frac{W}{\lambda + W}$$

Dicha relación se emplea para comparar las medidas de confiabilidad (MTBF) y las medidas de conservabilidad (MTTR). Las unidades de tiempo pueden ser cualquier período apropiado, como horas, días, años, etc.

Para nuestro caso, que no contamos con datos de MTBF; utilizaremos entonces la siguiente ecuación que es válida (para poder llevar a cabo nuestros ejemplos demostrativos de análisis de confiabilidad y disponibilidad):

$$U_s = (1-R)8640 \text{ hrs.} \text{ -----} C$$

que es la indisponibilidad de un sistema o elemento durante un año (1año = 8640 horas).

Para mostrar la aplicación del método descrito anteriormente, así como de los conceptos y parámetros enunciados al inicio del capítulo, haremos un análisis de confiabilidad y disponibilidad a algunos sistemas de control que tienen lugar dentro de una central termoeléctrica.

Los análisis que realizaremos sobre dichos sistemas, estarán basados en los siguientes puntos:

1. La obtención de los diagramas árbol de fallas será en base a los sistemas de control expuestos en el capítulo anterior.
2. Para la construcción u obtención de los diagramas árbol de fallas, se considerará que los sistemas a tratar se encuentran operando en forma estable o normal (sin fallas instantáneas). Es decir, no se tomarán en cuenta condiciones tales como disturbios o cambios de flujo o carga con sus respectivas consecuencias.
3. Una vez construidos los árboles de falla se procederá a la evaluación probabilística de los mismos. En vista de que no se cuenta de momento con datos de fallas reales y de que el objeto del estudio es el de hacer el análisis demostrativo sobre algunos sistemas de control, se estimarán las tasas de intensidad de fallas en base

a los datos reportados por varias compañías que realizan pruebas y estudios sobre fallas de equipo e instrumentos (intensidad de fallas/hora ó año). Estos datos serán tomados de los libros listados en la referencia final de ésta tesis.

Las anteriores medidas fueron tomadas en virtud de no hacer más complejo y tardado el análisis; pues considerar a los sistemas con sus posibles anormalidades o cambios de flujo y carga, aumentaría considerablemente sus probabilidades de fallas, y con ello su análisis. Por otro lado, para un análisis riguroso y real, se requeriría de toda clase de datos actuales sobre pruebas de fallas, que son necesarias para las características cuantitativas de la confiabilidad y disponibilidad; y para lo cual requeriría de un mayor tiempo adecuado.

Los sistemas de control que analizaremos como ejemplos de mostrativos son:

- A. Sistema de control de condensado (lado condensado).
- B. Sistema de control agua de alimentación (control de tres elementos).
- C. Sistema control turbina (control electro-hidráulico).

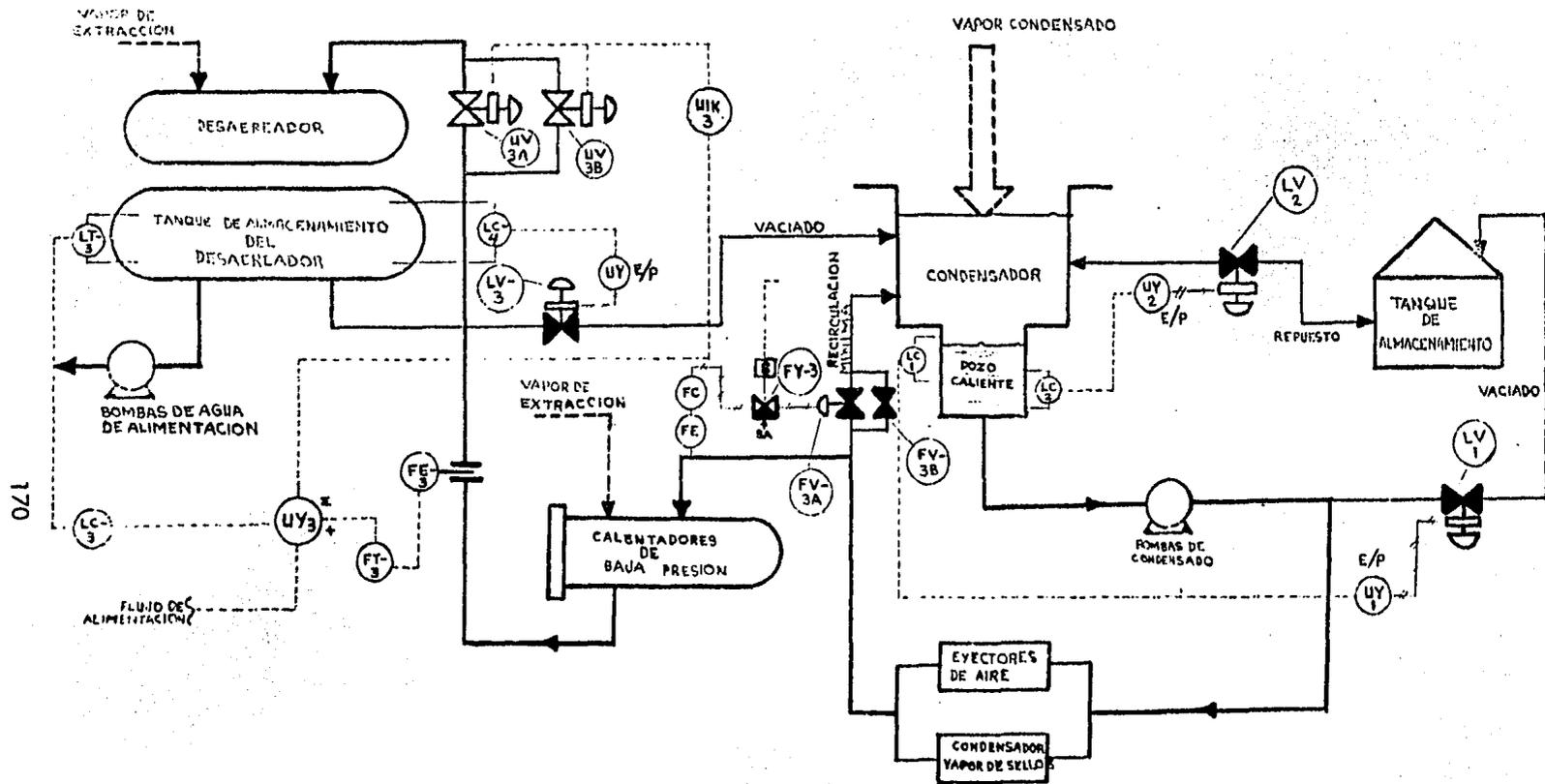
El procedimiento general para el análisis de confiabilidad e indisponibilidad será el siguiente:

- 1º Fijamos nuestro evento "TOPE". en este caso es la falla total del sistema de control a analizar.
- 2º Tomando como referencia a los diagramas de control obtenidos en el capítulo anterior (y que se anexan nuevamente en éste capítulo), se procede a construir sus respectivos árboles de fallas. Para ello, se analizan

todas las posibles fallas que puedan afectar a los sistemas de control, así como de los eventos y fallas básicas que llevan al evento tope.

- 3º Concluido el árbol de fallas del sistema de control en estudio, se procede a enumerar a todos los eventos, iniciando por el evento tope hasta terminar con todos. Además de esto, se les asignará con una letra a todas las fallas básicas.
- 4º Se construye una tabla, la cual contendrá a todos los eventos, así como sus expresiones lógicas y booleanas respectivamente; iniciando por el último evento hasta llegar al evento final ó tope.
- 5º Evaluación probabilística de cada uno de los eventos - de que constan los árboles de fallas de dichos ejemplos demostrativos. Para la realización de esta evaluación se seguirá el siguiente procedimiento: Con ayuda de los datos proporcionados sobre las intensidades de fallas de los eventos o fallas básicas (tomadas de tablas) y tomando para nuestros ejemplos demostrativos un nivel de confianza de 0.8, se procede a obtener t_0 aplicando la ecuación B para cada uno de los eventos. Después, se procede a calcular sus respectivas confiabilidades e indisponibilidades de los eventos o fallas básicas hasta obtener la del evento tope, o sea, del respectivo sistema de control, en base a la aplicación de las ecuaciones A y C respectivamente.

Los resultados generales de estas evaluaciones son presentadas mediante una tabla, similar a la realizada en el 4º paso, la cual contine: el número de evento, su intensidad de falla, su confiabilidad y su indisponibilidad respectivamente.



SIMBOLOGIA DE SEÑALES

- MECANICA (CONEXION)
- ELECTRICA
- NEUMATICA

Figura V.2.2. Control sistema condensado (Lado condensado).

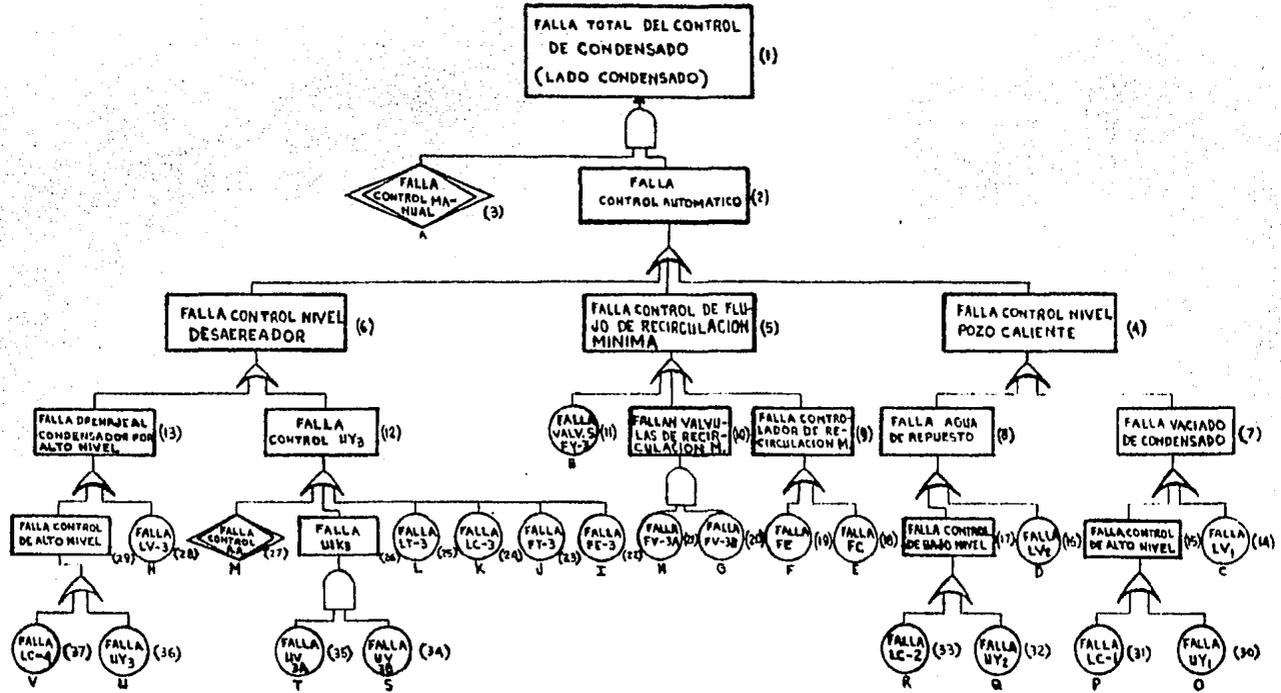


Diagrama árbol de falla total del control del sistema de condensado (lado condensado).

EVENTO	EXPRESION LOGICA	EXPRESION BOOLEANA
37	37	V
36	36	U
35	35	T
34	34	S
33	33	R
32	32	Q
31	31	P
30	30	O
29	(36+37)	U+V
28	28	N
27	27	M
26	(34)(35)	T.S
25	25	L
24	24	K
23	23	J
22	22	I
21	21	H
20	20	G
19	19	F
18	18	E
17	(32+33)	R+Q
16	16	D
15	(30+31)	O+P
14	14	C
13	28+(29)	N+(V+U)
12	22+23+24+25+(26)+27	M+(T.S)+(L+K+J+I)
11	11	B
10	(20)(21)	H.G
9	(18+19)	E+F
8	16+(17)	D+(R+Q)
7	14+(15)	C+(O+P)
6	(12)+(13)	M+(T.S)+(L+K+J+I)+(N+(V+U))
5	(9)+(10)+11	(E+F)+(H.G)+B
4	(7)+(8)	M+(T.S)+(L+K+J+I)+(N+(V+U))+C+(O+P)
3	3	$\cdot X \cdot$
2	(4)+(5)+(6)	A (X)+C+(O+P)+(E+F)+(H.G)+B+(X)
1	(3)(2)	(A)·[(X)+C+(O+P)+(E+F)+(H.G)+B+(X)]

EVEN TO	INTENSIDAD DE FALLAS $\lambda(t)$	CONFIABILIDAD $R(t)$ (Probabilidad de operación sin falla durante 1hr.)	Us Horas de indisponibilidad al año.
37	2.51725	0.9996141	3.334176
36	3.0	0.9996124	3.348864
35	8.5	0.999104	3.366144
34	0.5	0.9996045	3.4168202
33	2.51725	0.9996042	3.4198511
32	3.0	0.9996024	3.435189
31	2.51725	0.9996003	3.4536499
30	3.0	0.9995985	3.4692952
29	5.51725	0.9995963	3.4581244
28	5.7	0.9995922	3.5232944
27	26.8885	0.9995879	3.5603816
26	4.25	0.9995664	3.7464103
25	1.68	0.9995628	3.7776076
24	2.51725	0.9995613	3.7900846
23	0.68	0.9995592	3.8089336
22	3.397	0.9995586	3.8140563
21	8.5	0.9995556	3.8398614
20	0.5	0.9995479	3.9059868
19	3.397	0.9995475	3.9099473
18	0.83175	0.9995443	3.93707
17	5.51725	0.9995435	3.9437626
16	8.5	0.9995385	3.9887856
15	5.51725	0.9995301	4.0601874
14	8.5	0.9995245	4.1079174
13	11.21725	0.9995158	4.1836884
12	39.41275	0.9995037	4.2880666
11	4.6	0.9994503	4.749281
10	4.25	0.999456	4.7000745
9	4.22875	0.999444	4.8037139
8	14.01725	0.9994381	4.8548667
7	14.01725	0.9994175	5.0325002
6	50.63	0.9993954	5.2236265
5	13.07875	0.9992993	6.0541137
4	28.0345	0.9992693	6.3134009
3	2.0	0.9991954	6.951579
2	91.74325	0.9991896	7.0020737
* 1	183.4865	0.9987846	10.500982

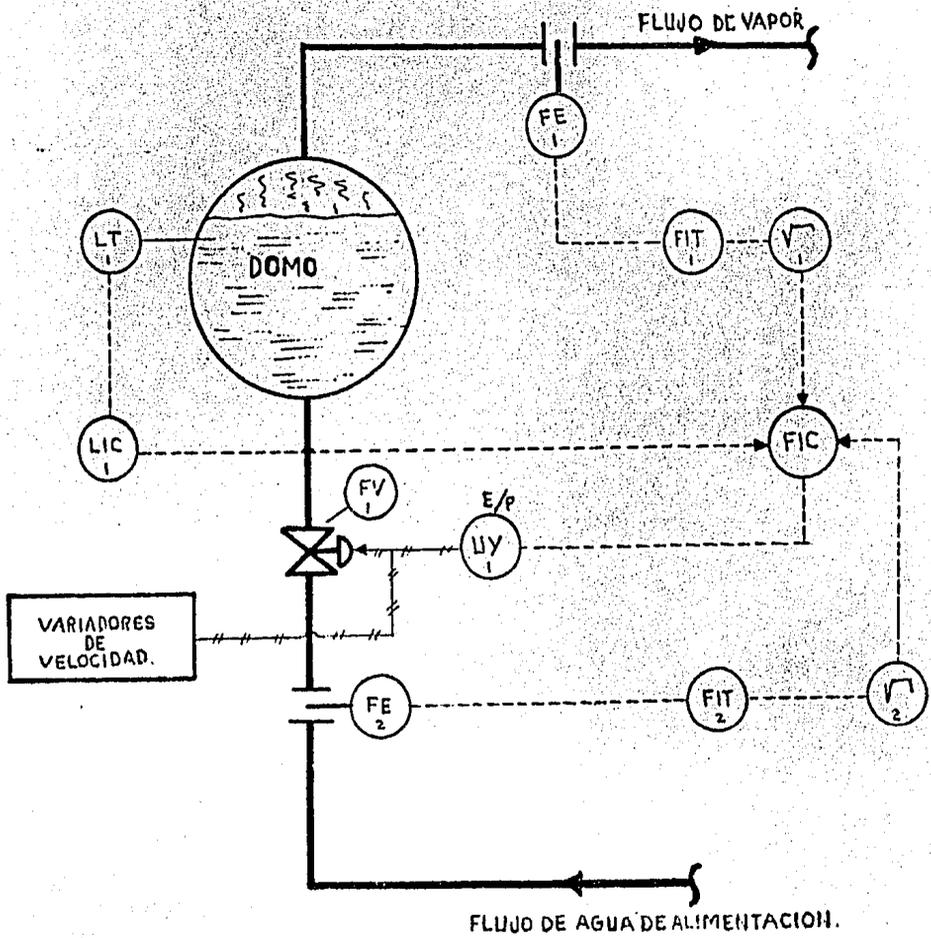


Figura V.3.2 Control del sistema agua de alimentación.
(control de tres elementos).

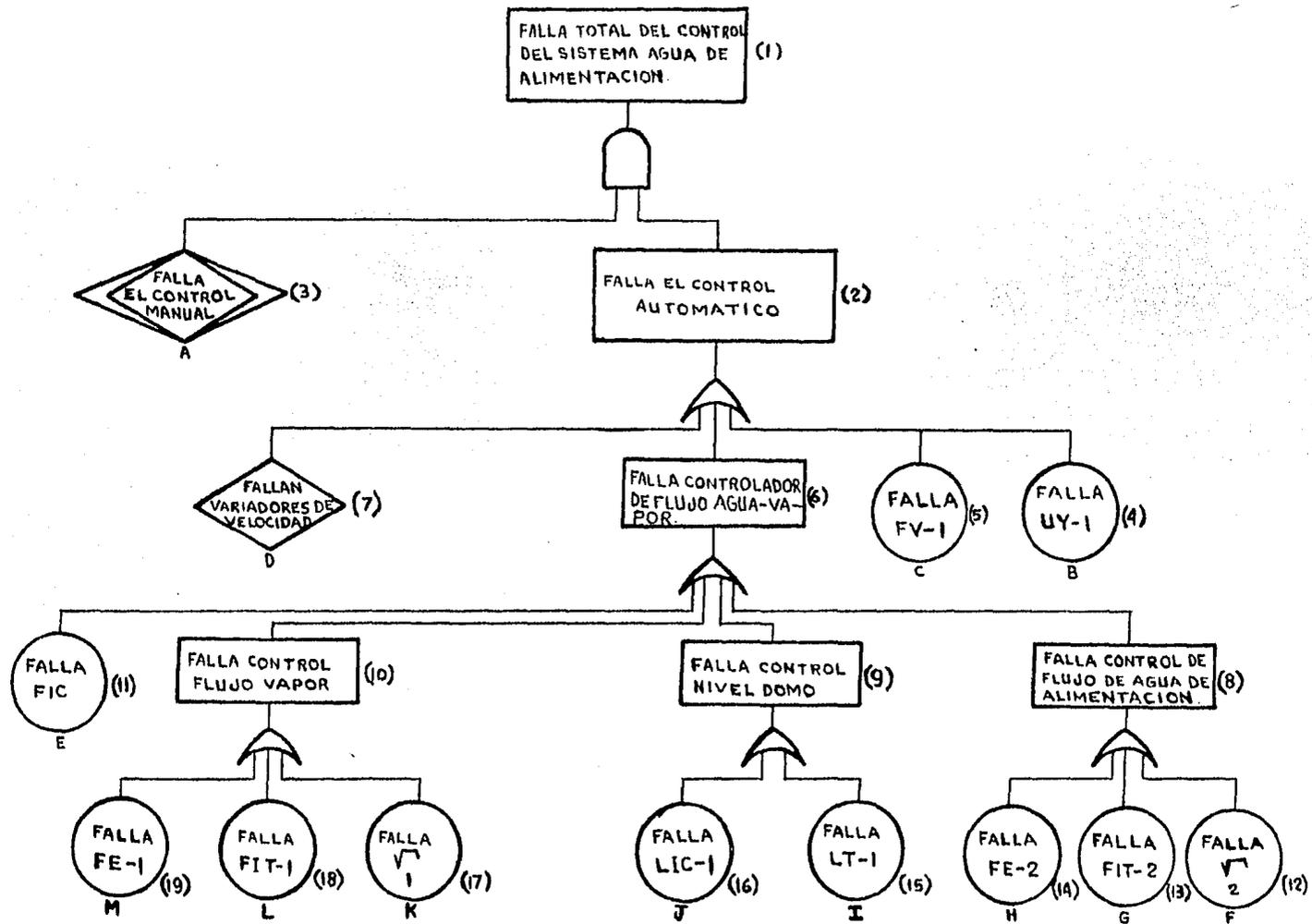


Diagrama árbol de falla total del control del sistema agua de alimentación (control de tres elementos).

EVENTO	EXPRESION LOGICA	EXPRESION BOOLEANA
19	19	M
18	18	L
17	17	K
16	16	J
15	15	I
14	14	H
13	13	G
12	12	F
11	11	E
10	$(17+18+19)$	$(M+L+K)$
9	$(15+16)$	$(J+I)$
8	$(12+13+14)$	$(H+G+F)$
7	7	D
6	$(8)+(9)+(10)+11$	$E+(M+L+K)+(J+I)+(H+G+F)$
5	5	C
4	4	B
3	3	A
2	$(4+5+(6)+7)$	$D+[E+(M+L+K)+(J+I)+(H+G+F)]+C+B$
1	$3 \cdot (2)$	$\{D+[E+(M+L+K)+(J+I)+(H+G+F)]+C+B\} \cdot A$

EVEN TO	INTENSIDAD DE FALLAS: $\lambda(t)$	CONFIABILIDAD R(t) (Probabilidad de operación sin falla durante 1 hora)	Us Horas de indisponibilidad al año.
19	3.397	0.9983511	14.246496
18	0.76	0.9983087	14.612832
17	0.152	0.9982989	14.697504
16	2.11875	0.9982969	14.714784
15	1.68	0.9982689	14.956704
14	3.397	0.998246	15.15456
13	0.76	0.9981979	15.570144
12	0.152	0.9981868	15.666048
11	0.83175	0.9981846	15.685056
10	4.309	0.9981722	15.792192
9	3.79875	0.9981053	16.370208
8	4.309	0.9980422	16.915392
7	2.14	0.9979652	17.580672
6	13.2485	0.9979247	17.930592
5	8.5	0.9976331	20.450016
4	3.0	0.9973986	22.476096
3	2	0.9973043	23.290848
2	26.8885	0.9972375	23.868
* 1	53.777	0.9958592	35.776512

Para la realización del árbol de fallas del control mecano-hidráulico de la turbina, haremos las siguientes consideraciones para facilitar su análisis:

1º Dado que desde un principio se dijo que los sistemas a analizar se iban a considerar operando en estado normal sin disturbios, entónces , aquí en este análisis demostrativo, no se considerarán los controles de protección del sistema mecano-hidráulico de la turbina. De esta forma, el vapor de entrada a la turbina se regula únicamente modulando las válvulas gobernadoras, y todas las demás válvulas permanecen abiertas. Sólo durante operaciones de rechaza de carga se utilizan las interceptoras.

2º Se hará la consideración de que las válvulas gobernadoras se modulan simultáneamente para admitir vapor a la turbina (normalmente se suministran cuatro válvulas en paralelo).

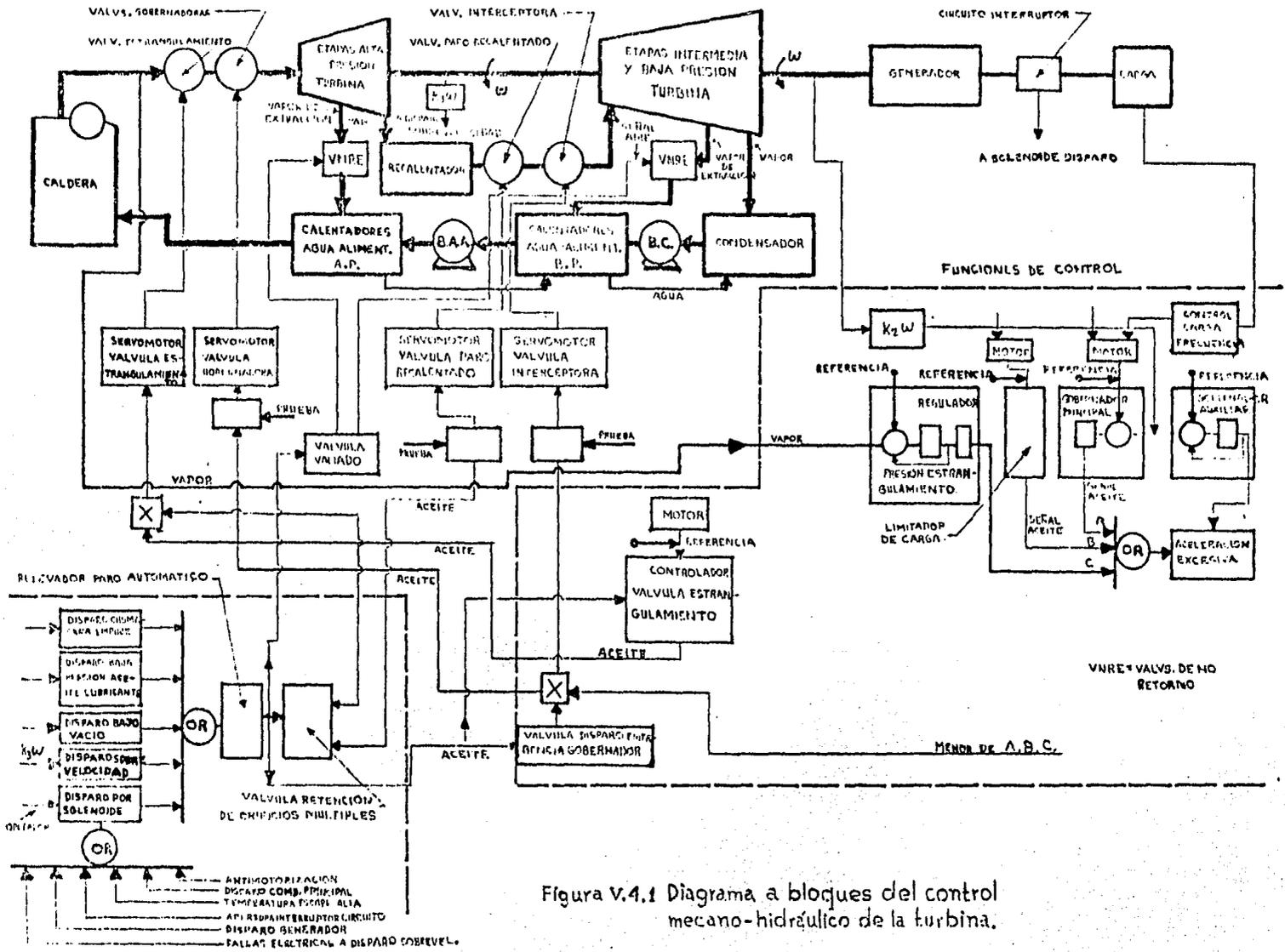


Figura V.4.1 Diagrama a bloques del control mecano-hidráulico de la turbina.

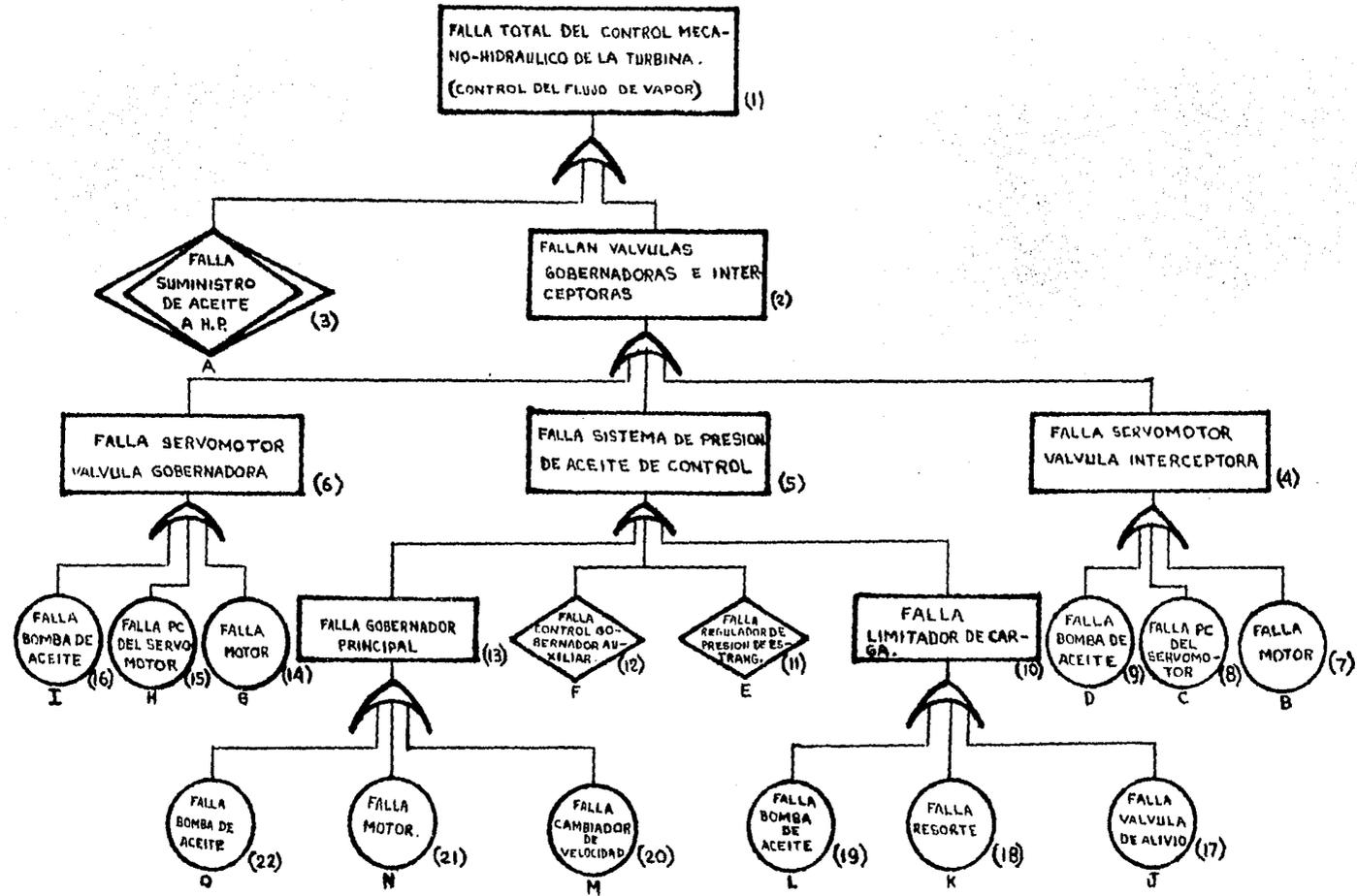


Diagrama árbol de falla total del control mecano-hidráulico de la turbina (control del flujo de vapor).

EVEN TO	EXPRESION LOGICA	EXPRESION BOOLEANA
22	22	O
21	21	N
20	20	M
19	19	L
18	18	K
17	17	J
16	16	I
15	15	H
14	14	G
13	(20+21+22)	(M+N+O)
12	12	F
11	11	E
10	(18+19)	(J+K+L)
9	9	D
8	8	C
7	7	B
6	(14+15+16)	(G+H+I)
5	(10)+11+12+(13)	(J+K+L)+E+F+(M+N+O)
4	(7+8+9)	(B+C+D)
3	3	A
2	(4)+(5)+(6)	$(B+C+D) + [(J+K+L)+E+F+(M+N+O)] + (G+H+I)$
1	(2)+3	$(Y+A) \cdot Y$

EVENTO	INTENSIDAD DE FALLAS $\lambda(t)$	CONFIABILIDAD $R(t)$ (Probabilidad de operación sin falla durante 1 hora)	Us Horas de indisponibilidad al año.
22	14.0	0.9993335	5.75822
21	1.4688	0.9993045	6.00950
20	2.8	0.9993013	6.037148
19	14.0	0.9992951	6.090549
18	0.5787	0.9992625	6.372379
17	5.1	0.999261	6.384591
16	14.0	0.9992483	6.494274
15	0.76	0.9992111	6.815692
14	1.4688	0.999209	6.834053
13	18.2688	0.9992049	6.86966
12	1.81875	0.9991495	7.34816
11	2.14	0.9991436	7.39945
10	14.5787	0.9991365	7.460729
9	14.0	0.9990849	7.906464
8	1.81875	0.9990291	8.388426
7	1.4688	0.9990214	8.455335
6	16.2288	0.999015	8.510154
5	36.80625	0.998939	9.1668214
4	17.28755	0.998714	11.111321
3	7.7344	0.9985717	12.34087
2	70.3226	0.9984973	12.98366
* 1	78.057	0.9971454	24.664119

VI.3 Resultados

- Resultados actuales y alternos -

En base a los resultados obtenidos de los ejemplos demostrativos, podemos afirmar que los índices de confiabilidad y de indisponibilidad sobre la instrumentación electrónica aplicable en los sistemas de control termoeléctricos son bastante aceptables. Lo anterior se afirma dado que para el análisis de dichos ejemplos, se eligieron básicamente datos (intensidades de fallas para todos los eventos de los diagramas árboles de falla) de instrumentos en su mayoría del tipo eléctrico-electrónicos. Sin embargo, estos índices de confiabilidad e indisponibilidad se pueden actualmente mejorar, ya sea modificando dichos sistemas mediante un análisis de posibles modificaciones sobre el árbol de fallas (principal ventaja del método aplicado) o bien, proporcionando algunas protecciones a los eventos menos confiables, y por consiguiente, imponiendo redundancia preventiva. Lo anterior, implicaría mayores costos de equipo y mantenimiento, lo cual sería costeable únicamente para sistemas a funcionar a mediano y largo plazo; para los cuales se obtendrían altos índices de confiabilidad y disponibilidad.

- Resultados a mediano y largo plazo -

Como se había mencionado, para una obtención de altos índices de confiabilidad y disponibilidad a mediano y largo plazo de la instrumentación aplicable a los sistemas termoe-

l \acute{e} ctricos, se requerir \acute{a} de varios factores (econ \acute{o} micos y humanos) y de una estricta metodolog \acute{a} para su elaboraci \acute{o} n-evaluaci \acute{o} n y aplicaci \acute{o} n dentro de los mismos.

Los principales factores que hay que considerar son :

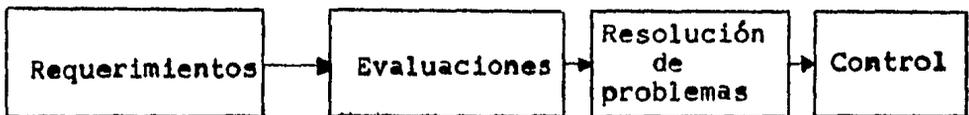
I.- Factores de dise \acute{n} o.

II.- Factores de producci \acute{o} n.

III.- Factores de explotaci \acute{o} n de los mismos.

Lo anterior significa que para obtener un alto indice de confiabilidad y disponibilidad de cualquier elemento o sistema (el \acute{e} ctrico \acute{o} electr \acute{o} nico) hay que tomar en cuenta todos los pasos que requiere un elemento o sistema para un funcionamiento \acute{o} ptimo, desde su elaboraci \acute{o} n hasta su aplicaci \acute{o} n.

La metodolog \acute{a} estricta y formal exige desarrollar programas y m \acute{e} todos a fin de proporcionar alta confiabilidad y disponibilidad para un mediano y largo plazo de servicio del elemento o sistema. Esta metodolog \acute{a} consta de cuatro fases esenciales que identifican el proceso de ingenier \acute{a} de la confiabilidad y disponibilidad que son:



Cada una de esas cuatro etapas del proceso de ingenier \acute{a} de confiabilidad y disponibilidad constan de muchas actividades. Estas actividades pueden ser aplicadas a cualquier elemento o sistema encaminado a predeterminar un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad. Las actividades pueden ser aplicadas

durante el diseño conceptual, ingeniería y construcción, arranque y operación, modificación o reemplazo. En cada caso la metodología busca determinar los costos más efectivos para proporcionar alta confiabilidad y disponibilidad o necesario mantenimiento para mediano y largo plazo. Este arreglo de actividades es mostrado en un diagrama a bloques en la figura VI.3.1.

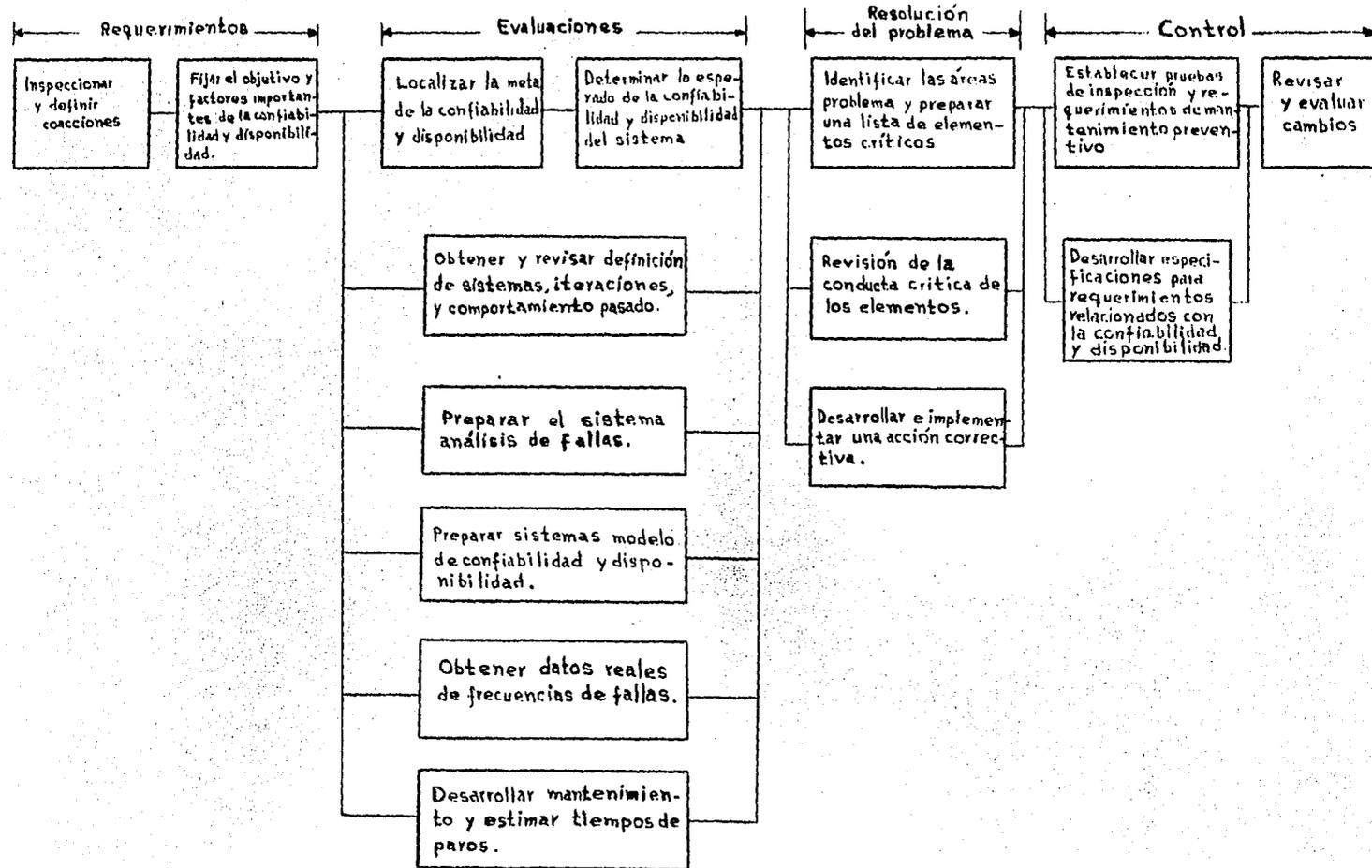


Figura VI.3.1 Arreglo de la metodología para el análisis de confiabilidad y disponibilidad a nivel ingeniería.

Conclusiones

Después de haber expuesto el desarrollo de esta tesis, es menester hacer las siguientes consideraciones en lo que se refiere al beneficio que de ella se pudiera obtener, así como de las dificultades o facilidades que se encontraron al tratar de canalizarla en lo mayor posible a la realidad.

Este trabajo sin lugar a dudas contribuirá a consolidar -- mejor aún a las personas que se inician dentro del campo o ramo termoeléctrico de la actualidad; dado que se inicia de lo más elemental hasta sus respectivos sistemas finales de control. De ahí que se hayan encontrado algunas dificultades en su realización final, pero que gracias a la ayuda brindada por el I.I.E. se pudo globalizar lo máximo posible a los hechos prácticos.

Como resultados generales, podemos concluir que el gran uso que está teniendo actualmente la instrumentación electrónica -- dentro de las unidades termoeléctricas fósiles y como consecuencia, altos índices de confiabilidad y disponibilidad en sus respectivos sistemas se ha debido principalmente a :

- Su mejor exactitud y velocidad de respuesta en el control y supervisión de los procesos termoeléctricos ó de los propios sistemas.
- El advenimiento del control por computadora (control-

remoto), y al gran impulso por automatizar todo tipo de control y supervisión industrial.

- La gran reducción de espacio en la disposición de un centro de control; así como la facilidad para cambiar módulos de equipo en caso de ocurrir fallas.

Como consecuencia de los puntos anteriores, se concluye que para un logro óptimo en la aplicación y uso de la misma instrumentación, se deberán de seguir los siguientes pasos :

- 1º Conocer ampliamente al proceso que se desee controlar o bien supervisar, para de esta forma seleccionar adecuadamente los diferentes instrumentos electrónicos a utilizar; teniendo en cuenta que en algunos casos será utilizada como una alternativa de los otros tipos de instrumentación (neumática ó hidráulica).
- 2º La selección adecuada de su aplicación deberá llevarse a cabo de acuerdo con un estudio económico, para de esta forma poder ser analizadas las posibles alternativas que pudiera tener la instrumentación o el propio proceso.
- 3º Tratar en lo mejor posible de obtener mejores resultados donde el proceso así lo exija. Esto es, proporcionar redundancia preventiva donde sea necesario, para de esta forma verse mayormente favorecida la confiabilidad y disponibilidad de la propia instrumentación electrónica ó sistema de control.

REFERENCIAS :

- 1.- Conceptos de diseño de Sistemas de Control para plantas termoeléctricas fósiles.

Curso preparado por el IIE.
Vol. I, II y III.

- 2.- Descripción de Sistemas Mazatlán I y II.

C.F.E.

- 3.- "Modern Power Station Practice"

2ª Edición, Vol. III.y VI.

- 4.- Guías de Diseño para Centrales Termoeléctricas.

C.F.E.

- 5.- "Power Plant Desing Manual for Steam Turbines"

Westinghouse Steam Turbine Division.

- 6.- "Steam Turbines"

Power Magazine Special Report.

- 7.- "Como funciona una central termoeléctrica"

Carlos Castillo G.
C.F.E. División Norte.

- 8.- "Process Instruments and Controls Handbook"

Consodine, D.M.

- 9.- Instrumentación Industrial.

Antonio Creus, 2ª Edición 1981.

- 10.- Instrumentation Training Course

Howard W. Sams y Co., Inc.
2ª Edición, Vol. 1 y 2.

- 11.- Métodos Experimentales para ingenieros.
J. P. Holman
2ª Edición 1979.
- 12.- Fundamentos de Termodinámica.
Gordon J. Van Wylen y Richard E. Sonntag.
- 13.- Centrales Eléctricas.
Frederick T. Morse.
- 14.- Ingeniería de Control Moderna.
Katsuhiko Ogata.
Sexta Impresión 1980.
- 15.- Instrument Engineers Handbook.
Béla G. Lipták, Vol. 3.
- 16.- Fundamentals of Realiability Theory.
A. M. Polovko.
- 17.- Practical Realiability Engineering.
Patrick D. T. Ó Connor.
- 18.- Fundamentos de la teoría y del cálculo de la fiabilidad.
B. Sotskov.
- 19.- Assessment of Methods for implementing Availability Engineering in electrical Power Plants.
EPRI-NP- 493 TPS 76-662 final Report May 1977.
- 20.- Instrumentation in the power industry.
Instrumentation for environment, safety and reability.
I.S.A., volume 14, 1971.