

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ CHIAPAS



INFORME DEL PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**“ESTADO DEL ARTE DE LOS GENERADORES SÍNCRONOS DE 105 MW
RESPECTO A EFICIENCIA ENERGÉTICA E IMPACTO AMBIENTAL; CASO DE
ESTUDIO UNIDAD 2 DE LA C.H.A.A.C. - PEÑITAS”**

Autor:

Ivan Aberlay Salinas Esquinca

Numero de control:

11270098

Asesor interno:

Dr. Rubén Herrera Galicia

Carrera:

Ing. Eléctrica

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

INDICE

Capítulo 1. Introducción	3
1.1. Antecedentes.	3
1.2 Estado del arte.	3
1.3 Justificación.	4
1.4 Objetivo.	5
1.5 Metodología.	5
Capítulo 2. Fundamento Teórico	6
2.1 Centrales Hidroeléctricas.	6
2.2 Generador Eléctrico.	19
2.3 Turbinas Hidráulicas.	22
2.4 Sistema de supervisión de control y adquisición de datos; SCADA.	27
Capítulo 3. Desarrollo	29
3.1 Análisis de la construcción electromecánica del generador síncrono.	29
3.2. Componentes y operación de las unidades generadoras.	31
3.3 Sistema de regulación de velocidad.	49
3.4 Sistema de achique de agua.	54
3.5 Sistema de protección del generador.	62
3.6 Prueba sincronizada de la unidad a la red nacional.	75
3.7 Eficiencia energética e impacto ambiental de los generadores síncronos.	76
3.8 Mantenimiento menor al generador de la C.H.A.A.C.	79
Capítulo 4.- Resultados y Conclusiones	95
Referencias Bibliográficas	96
Anexos	

1. Introducción

En una central hidroeléctrica se realizan dos transformaciones de energía en los equipos principales. La primera consiste en transformar la energía potencial, por el nivel de agua en el embalse, en energía mecánica por medio de la turbina hidráulica, y la segunda consiste en transformar esta energía mecánica en energía eléctrica por medio del generador eléctrico.

Los sistemas auxiliares del generador eléctrico tienen el fin de complementar la operación correcta del mismo; por lo tanto, es importante conocer este equipo, sus componentes y protecciones, así como su ubicación física, pues en caso de emergencia nos permitirá actuar con rapidez y eficiencia para el mantenimiento de una unidad generadora.

El objetivo principal de este proyecto es darle mantenimiento correctivo reparación de las partes dañadas tanto en núcleo del estator y bobina de los polos así como sus aislantes y materiales dañados, siguiendo el procedimiento que tiene establecido la C.F.E., de tal manera que quede en perfectas condiciones de operación para garantizar la continuidad del servicio del hidrogenerador cumpliendo con los requisitos del Sistema de Gestión Integral de la Subdirección de Generación.

El departamento eléctrico perteneciente a la superintendencia de generación, de la central hidroeléctrica malpaso, tiene como objetivo específico mantener en óptimas condiciones de funcionalidad cada una de las unidades generadoras de energía instaladas dentro de casa de máquinas.

1.1 Antecedentes

La Planta Hidroeléctrica Ángel Albino Corzo “Peñitas” constituye la cuarta y última etapa del Plan del Río Grijalva, Plan concebido en el año de 1948 por la Comisión Federal de Electricidad en conjunto con la antigua Secretaria de Recursos Hidráulicos, el cual estaba encaminado a lograr el aprovechamiento integral de sus recursos, construida durante el período de 1979 a 1986, con una capacidad instalada de 420 MW, y con una generación media anual de 1420 GWH.

La cuenca del Río Grijalva se localiza en el sureste del país, y se encuentra limitado al sur por la República de Guatemala; al oeste por la Cuenca del Río Coatzacoalcos y el parteaguas continental; al este por la Cuenca del río Usumacinta y al norte por el Golfo de México.

1.2 Estado del Arte

Ing. Rafael Gustavo Rodríguez Hidalgo, 1997, de la universidad politécnica Nacional, a través de su tesis, Procedimientos de mantenimiento de los bobinados y núcleo de los generadores de centrales Pisayambo, Agoyan y Esmeraldas. Presenta la operación y mantenimiento de generadores eléctricos, los principios para la evaluación del estado del aislamiento del núcleo y de los bobinados.

César Martínez Carreón, 2009, de la universidad Veracruzana, a través de su tesis, “mantenimiento a la subestación encapsulada en hexafluoruro de azufre (sf6) de la c. h. temascal Oaxaca de la C. F. E.”. Presenta el desarrollo del mantenimiento a una subestación encapsulada en gas SF6.

Mario de Jesús Villaverde Hidalgo, 2013, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, a través de su tesis, Diagnostico al estator del generador eléctrico de la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, presento un diagnostico fuera de línea al estator del generador eléctrico, para conocer el estado de os devanados y aislamientos.

1.3 Justificación

Comisión Federal de Electricidad tiene como objetivo principal “Generar energía eléctrica para el desarrollo de México a bajo costo, cuidando el ambiente”, cumpliendo con los estándares y requisitos de un buen servicio como son la calidad y la continuidad. Para esto, CFE (Comisión Federal de Electricidad) cuenta con un sistema eléctrico nacional interconectado, el cual tiene su centro de control en el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

La Central Hidroeléctrica Ángel Albino Corzo (Peñitas) inició su operación comercial desde hace más de veinte años, acercándose cada vez más al fin de la vida útil de operación según los cálculos de diseño original. En consecuencia, la evaluación de la vida útil remanente de estos turbogeneradores es imperativa para garantizar su integridad estructural y una operación confiable. Por lo tanto, el mantenimiento de las unidades generadoras es de gran importancia ya que contribuye directamente a las políticas establecidas por CFE.

En este presente proyecto es importante porque con él se diagnosticará fallas en un generador síncrono, desde la inspección del generador y los sistemas auxiliares, el manejo de la gran cantidad de información resulta en el momento de la ocurrencia de una falla del generador. Esto plantea un análisis de confiabilidad basada en el mantenimiento menor del generador para aprovecha las ventajas que ofrecen las detecciones de fallas ocurridas.

1.4 Objetivo

Hacer un análisis del estado del arte de los generadores síncronos de 105 MW respecto a eficiencia energética e impacto ambiental y Realizar un mantenimiento menor a la unidad 2 de la Central Hidroeléctrica Ángel Albino Corzo “Peñitas.

1.5 Metodología

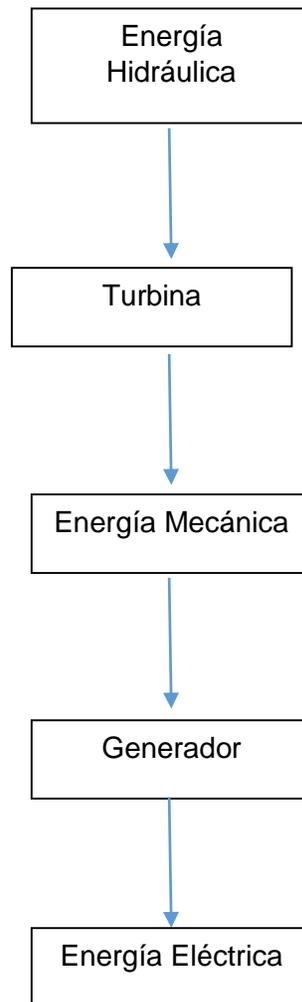


Fig. 1.1 Diagrama de bloques de una Central Hidroeléctrica.

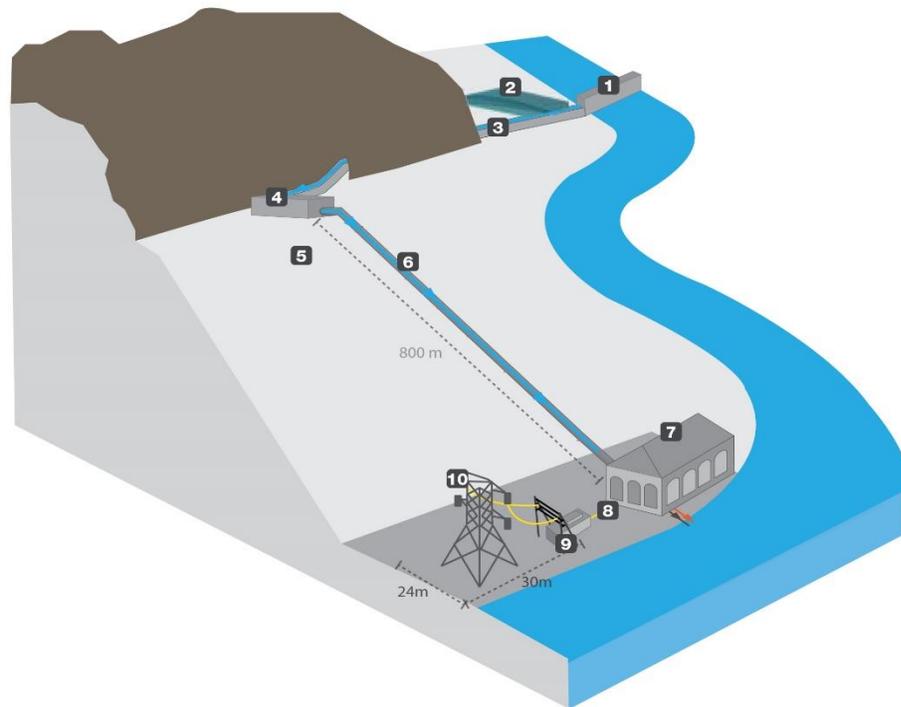
2. Fundamento Teórico

2.1 Centrales hidroeléctricas

La función de una central hidroeléctrica es utilizar la energía potencial del agua almacenada y convertirla en energía eléctrica. Esto se realiza a través de un sistema de captación de agua, la cual es conducida a las turbinas. El agua, al pasar por las turbinas a gran velocidad, provoca un movimiento de rotación que finalmente se transforma en energía eléctrica por medio de los generadores. Una vez utilizada, el agua es devuelta río abajo.

Central hidroeléctrica de pasada. - Una central de pasada es aquella en que no existe una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" de las turbinas. En una central de este tipo las turbinas deben aceptar el caudal disponible del río que disponga al momento, con sus variaciones de estación en estación, o si ello es imposible el agua sobrante se pierde por rebosamiento. En ocasiones un embalse relativamente pequeño bastará para impedir esa pérdida por rebosamiento.

También entre sus características tenemos que el desnivel entre "aguas arriba" y "aguas abajo", es reducido, y si bien se forma un remanso de agua a causa del azud, no es demasiado grande. Este tipo de central, requiere un caudal suficientemente constante para asegurar a lo largo del año una potencia determinada en la Fig. 2.1 se muestra el sistema de una central hidroeléctrica de pasada.



SISTEMA

- | | |
|-----------------------|-------------------------|
| 1 Azud | 6 Tubería forzada |
| 2 Embalse | 7 Casa de máquinas |
| 3 Canal de derivación | 8 Canal de salida |
| 4 Cámara de carga | 9 Transformadores |
| 5 Aliviadero | 10 Línea de transmisión |

- | |
|---|
| — Energía |
| — H ₂ O fría |
| — Fluido caliente |
| — Residuos |

Fig. 2.1 Central hidroeléctrica de pasada.

Central hidroeléctrica con embalse de reserva. - En este tipo de proyecto se embalsa un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales, ver Fig. 2.2. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen embalsado depende la cantidad que puede hacerse pasar por las turbinas.

Con embalse de reserva puede producirse energía eléctrica durante todo el año aunque el río se seque por completo durante algunos meses, cosa que sería imposible en un proyecto de pasada. Las centrales con almacenamiento de reserva exigen por lo general una inversión de capital mayor que las de pasada, pero en la

mayoría de los casos permiten usar toda la energía posible y producir kilovatios-hora más baratos.

Pueden existir dos variantes de estas centrales hidroeléctricas: Con Casa de Máquinas al pie de la presa, en donde el desnivel entre “aguas arriba” y “agua abajo” obtenido es de carácter mediano. La de aprovechamiento por derivación del agua, que presenta desniveles mayores entre “aguas arriba” y “agua abajo” en comparación con los otros tipos de centrales.

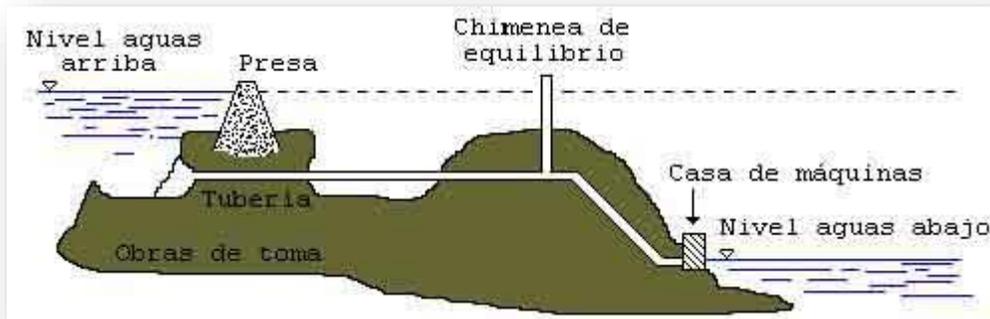


Fig. 2.2 Central hidroeléctrica con embalse de reserva.

Central hidroeléctrica de bombeo. - Las centrales de bombeo son un tipo especial de centrales hidroeléctricas que posibilitan un empleo más racional de los recursos hidráulicos de un país. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel como se muestra en la Fig. 2.3. Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel a lo largo del día, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía.

Al caer el agua, almacenada en el embalse superior, hace girar el rodete de la turbina asociada a un alternador. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día en la que la demanda de energía es menor el agua es bombeada al embalse superior para que pueda hacer el ciclo productivo nuevamente. Para ello la central dispone de grupos de motores-bomba o, alternativamente.

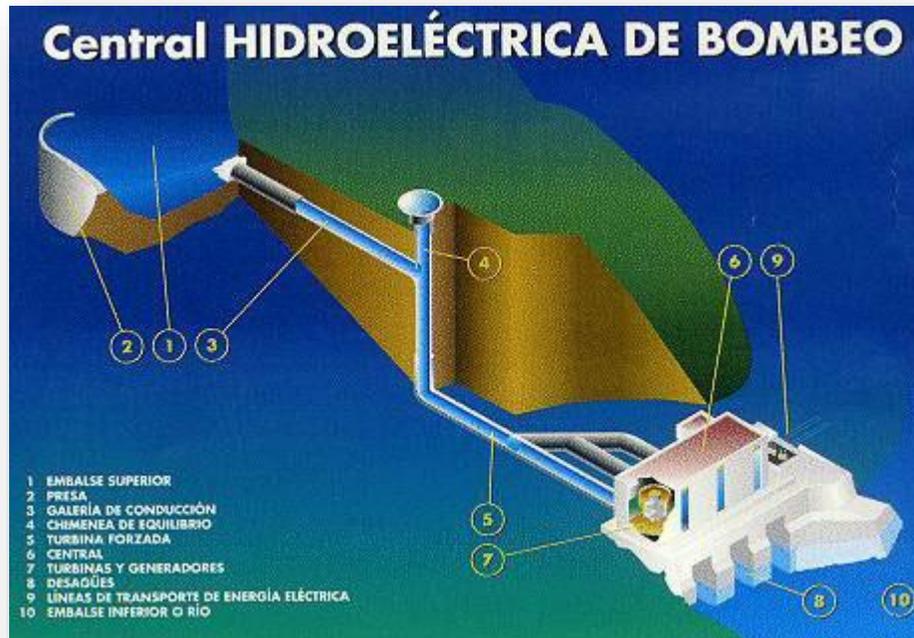


Fig. 2.3 Central hidroeléctrica de bombeo.

Componentes principales de una central hidroeléctrica: Almacenamiento de agua. - Este constituye el requerimiento básico de una central hidroeléctrica, se usa para almacenar el agua que puede ser utilizada para accionar las turbinas que producen potencia eléctrica en los generadores. El almacenamiento debe ser natural de preferencia, como es el caso de los lagos. Los almacenamientos artificiales se pueden lograr mediante la construcción de cortinas para presas.

Cortinas. - Una cortina es una estructura de concreto o de cualquier otro material que se construyen en un lugar adecuado sobre la trayectoria de los ríos, siendo la función primaria de una cortina el almacenar y dar altura al agua. Su diseño debe ser económico y confiable.

Conducto de agua. - El conducto de agua o tubería de conducción, se usa para transportar el agua desde el almacenamiento hasta las turbinas, en el sitio llamado casa de máquinas. El sistema de conducción de agua incluye también a las válvulas de admisión, compuertas y en general el sistema de control de flujo del agua.

La Casa de Máquinas y el Equipo. - La casa de máquinas consiste del edificio principal de un desarrollo hidroeléctrico, en donde tiene lugar la conversión de la energía del agua en energía eléctrica.

Canal de Descarga. - El canal de descarga es un conducto para transportar el agua descargada de la turbina al río, el agua después de accionar la turbina pasa a través del canal de desfogue hacia el canal de descarga.

Central hidroeléctrica Ángel Albino Corzo “Peñitas”. - La Presa Ángel Albino Corzo “Peñitas”, Fig. 2.4 constituye el cuarto aprovechamiento del sistema del Grijalva. Se construyó entre los años de 1979 a 1987 en el estado de Chiapas sobre el Río Grijalva, en el municipio de Ostuacán, ésta se localiza a 72 (km) aguas abajo de la Presa Malpaso fig. 2.6. Sus coordenadas geográficas son: 17°26'42” de latitud norte y 93°27'28” de longitud oeste.



Figura 2.4 Presa Ángel Albino Corzo “Peñitas”.



Fig. 2.5 Cuenca propia de Peñitas.

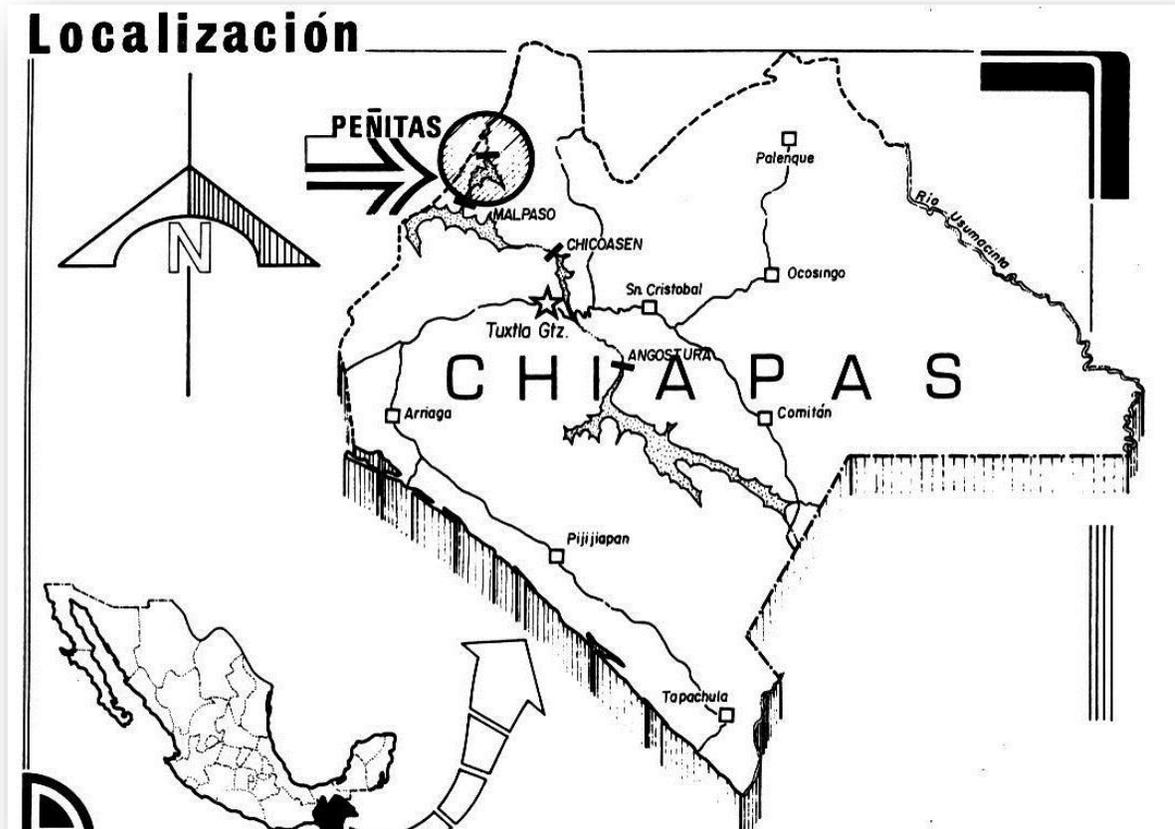


Fig. 2.6 Localización de la C.H. Peñitas.

Partes que Componen la Central de Peñitas: Planta hidroeléctrica. - La planta hidroeléctrica, localizada en la margen izquierda, consta de obra de toma, conducción a presión y casa de máquinas. La obra de toma consiste en un canal de llamada y 4 tomas independientes. Está diseñada con 8 rejillas semicirculares. La conducción a presión consta de 8 conductos de 9x12 (m) y longitud de 40 (m), con inclinación a 45° ver fig. 2.7.

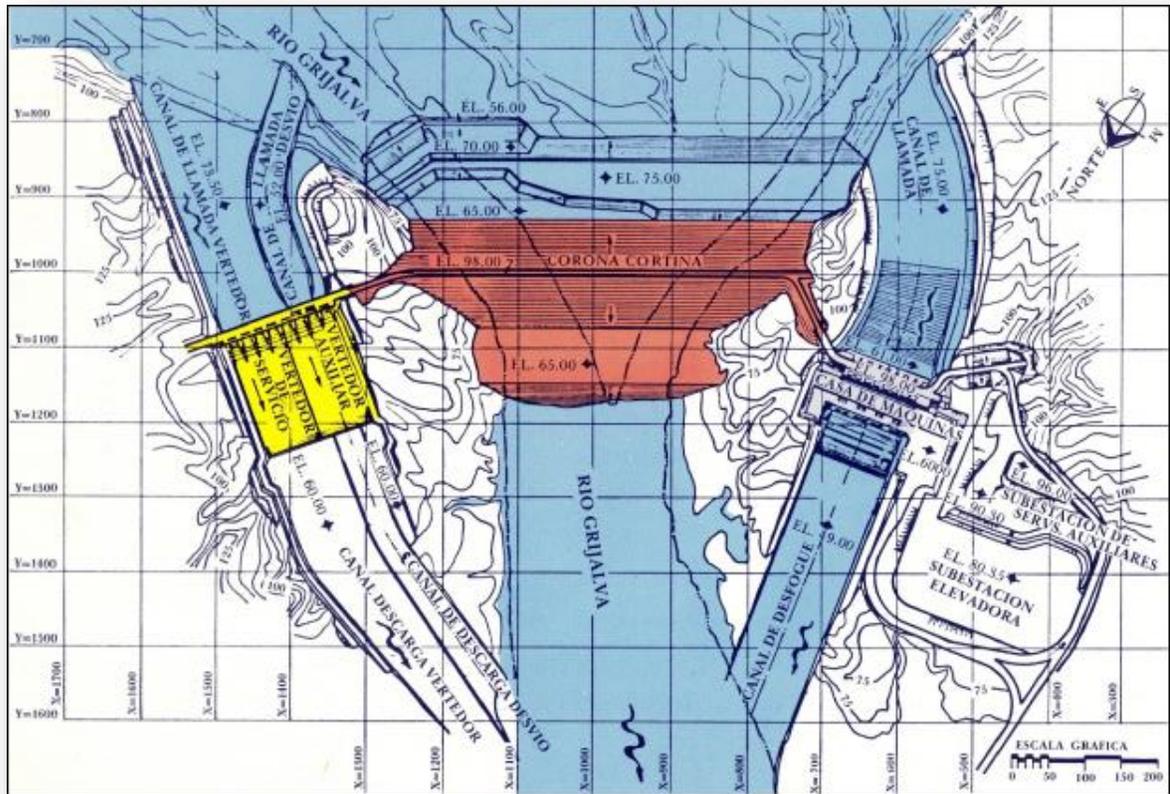


Fig. 2.7 Planta General de la presa Ángel Alvino Corzo "Peñitas".

Obra de toma. - La obra de toma consta de 4 bocatomas y 8 compuertas de 10.10 x 12.60 mts. y 2 compuertas auxiliares de las mismas dimensiones, cada una accionada por un servomotor a pistón, alimentado por la central oleodinámica, compuestas por bombas de eje horizontal con sus dispositivos de seguridad y control ver fig. 2.8.



Fig. 2.8 Obra de Tomas.

Canal de llamada de obra de toma				
	Ancho	Longitud	Altura	Espesor
Canal de llamada	110 mts.	358 mts.		
Tubería de Conducción de concreto armado.	20 mts.	34 mts.	12 mts.	
Pila central				2 mts.

Tabla 2.1 Características del canal de obra de toma.

Casa de máquinas. - Es la edificación donde se produce la energía eléctrica. Consta de varias partes. Entre las más importantes se encuentran las unidades de generación, la sala de control y los equipos auxiliares, fig. 2.10.

La casa de máquinas es de cámara abierta con carcasa de concreto armado, para alojar 4 turbinas tipo Kaplan, fig. 2.9.

Elevación de la Bóveda	
Desplantadas a la elevación	21 m.
Longitud aproximada	106 m.
Ancho	21 m.
Altura	60 m.
Volumen de concreto colocado	84,833 m ³
2 grúas viajeras	30 / 180 toneladas c/u

Tabla 2.2 Características de casa de maquinas.



Fig. 2.9 Casa de máquinas de la C.H. Peñitas vista exterior.



Figura 2.10 Casa de máquinas de la C.H. Peñitas vista interior.

Obra de contención o cortina. - La obra de contención o cortina es una estructura que permite almacenar los volúmenes de agua de los escurrimientos generados por cuenta propia, por descarga de presas situadas aguas arriba, por escurrimientos que provienen de otras cuencas cuando hay interconexión y por la precipitación pluvial directa sobre el vaso, ver fig. 2.11. Este almacenamiento sirve para generar energía por medio de equipos electromecánicos.

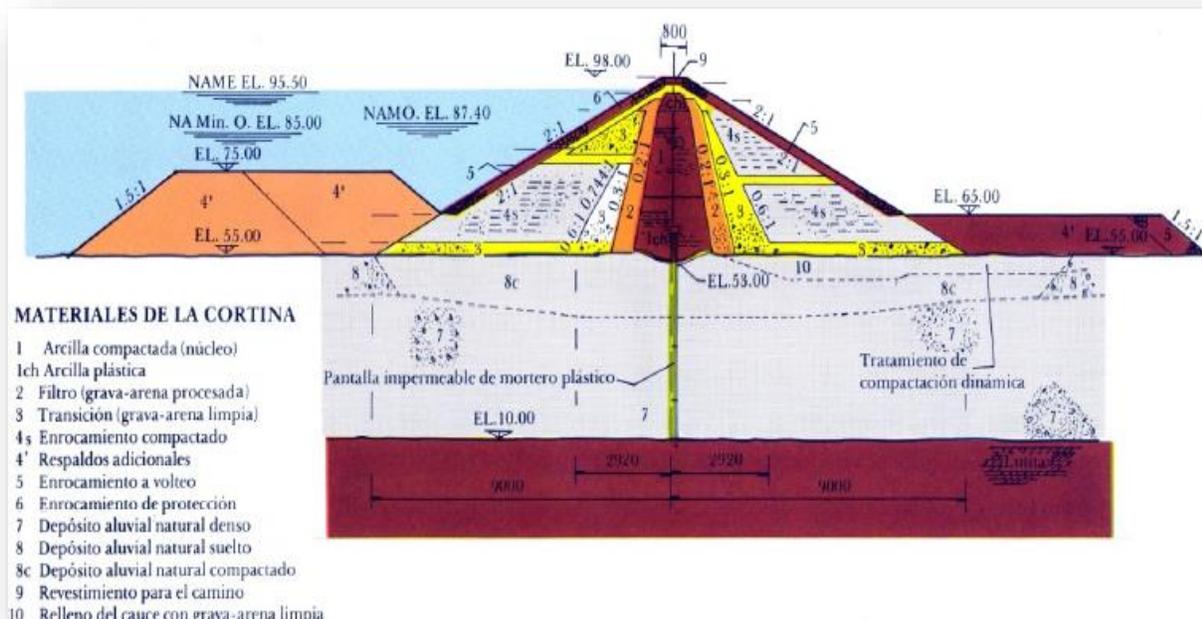


Figura 2.11 Cortina de la Presa Peñitas.

CORTINA		
Tipo	Materiales graduados	
Altura máxima	523	msnm
Elevación de la corona	98	msnm
Ancho de la corona	8	m
Longitud de la corona	560	m
Volumen total de la cortina	3.24x10 ⁶	m ²
EMBALSE		
NAME	93.50	Msnm
NAMO	87.40	Msnm

Figura 2.3 Características de la cortina de la Presa Peñitas.

Obra de excedencias. - Consta de dos vertedores alojados en la margen derecha, controlados por compuertas radiales. Cada uno de los vertedores tiene cuatro compuertas radiales de 14.5 (m) de ancho por 15 (m) de altura. La cresta del vertedor se fijó a una elevación de 76.50 (m), la longitud total de la cresta es de 116 (m) y permite evacuar un gasto de 18,700 (m³/s) y (9,350 (m³/s) por cada vertedor) (Figs. 2.12, 2.13 (a) y 2.13 (b)).

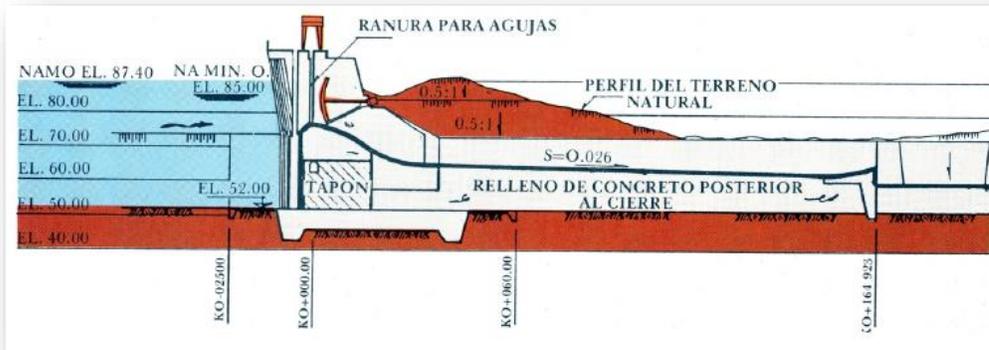


Figura 2.12 Perfil del vertedor de la Presa Peñitas.



Figura 2.13 (a) Vertedor aguas arriba.



Figura 2.13 (b) Vertedor aguas abajo.

Desfogue. - Los desfogues son dos tipos de secciones. La primera sección es un túnel en forma abocinada, con una longitud aproximada de 18.60 y un ancho de 17.60 m por unidad, el cual tiene una pila central de 2 m. de espesor y a la salida del abocinamiento tiene instalada dos compuertas respectivamente en cada unidad Fig. 2.14. La segunda sección es en forma de canal con una longitud aproximada de 429 m. y un ancho de 102 m.



Figura 2.14 Desfogue de la C.H. Peñitas.

Embalse. - El embalse está formado por una presa de enrocamiento, con corazón impermeable de 54 m. de altura, permitiendo un almacenamiento a los niveles: máximo (87.40) y mínimo (85.00) de operación. Dentro de los tratamientos que se le dieron a la cortina para asegurar la impermeabilización de los aluviones, podemos destacar la compactación dinámica. Este método para mejoramiento es la primera vez que se utiliza en el país.

El Vertedor. - La función de este vertedor es la de controlar la descarga de los volúmenes de agua que se consideren excedentes de la capacidad útil en el vaso almacenador, fig. 2.13. El Vertedor de Demasías de la Central Hidroeléctrica se encuentra localizado en la margen derecha del Río Grijalva, sus estructuras son: canal de llamada, zona de estructuras y canal de descargas. La obra de desvío tiene un ancho de 45 mts en el canal de llamada reduciéndose a 35 mts por una transición en la zona de estructuras y una longitud de 827 mts.

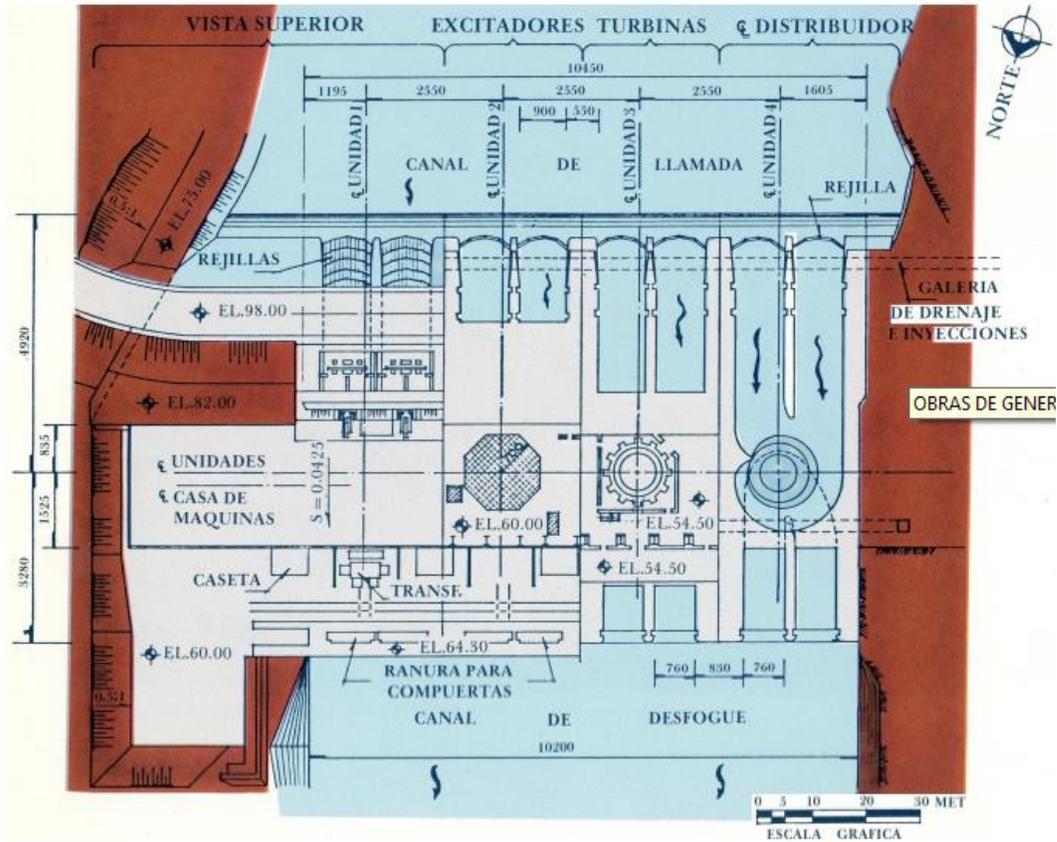


Fig. 2.15 Casa de máquinas (planta). Presa Peñita.

Unidad auxiliar. - La C.H. Peñitas, cuenta con una unidad auxiliar de respaldo y emergencia para la alimentación de los servicios propios de la central, como son: Bombas y compresores de regulación, Bombas de Pre lubricación, Circulación de Aceite en Chumaceras, etc. Para el funcionamiento de las unidades generadoras de la central, siendo dicha alimentación muy importante para el arranque de las Unidades Principales por lo que es recomendable tenerla siempre disponible y en condiciones de operación, fig. 2.16.



Fig. 2.16 Unidad auxiliar.

Esta unidad es de tipo Francis horizontal tipo F 30H con un diámetro de 880 mm acoplada directamente con el Generador eléctrico de síncrono trifásico de 60 Hz de frecuencia, 480 volts de tensión y una potencia de 1220 KW, el acoplamiento es a través de una flecha de acero soportada y guiada por chumaceras.

2.2 Generador Síncrono

Maquina Síncrona. -Como su nombre lo indica son máquinas capaces de operar sólo a la velocidad de sincronismo, esto es, a la velocidad mecánica equivalente a la velocidad de rotación producido por las corrientes del estator. Estas máquinas operando como generador son usadas en las centrales para la generación de energía eléctrica (hidráulicas, térmicas o nucleares) en sistemas interconectados. [1]

En las máquinas de rotación, los voltajes se generan en los devanados o en los grupos de bobinas al girar estos devanados de manera mecánica a través de un campo magnético, al girar mecánicamente un campo magnético por el devanado o al diseñar el circuito magnético de manera que la reluctancia varíe con la rotación del rotor. Con cualquiera de estos métodos, el acoplamiento que vincula una bobina específica se cambia de forma cíclica y se genera un voltaje variante en el tiempo.

Al conjunto de dichas bobinas conectadas entre sí, comúnmente se le denomina devanado de armadura o inducido. En términos generales, el concepto devanado de armadura o inducido se emplea para referirse a un devanado o conjunto de devanados en una máquina de rotación que lleva corrientes alternas.

En las máquinas de corriente alterna, como son las máquinas de inducción o síncronas, el devanado de armadura o inducido se encuentra en la porción estacionaria del motor conocido como el estator, en cuyo caso a estos devanados también se les denominará devanados estatóricos. [2]

La figura 2.17 muestra un devanado estatórico de un enorme motor síncrono trifásico multipolar en construcción. Las máquinas síncronas y de corriente directa por lo general incluyen un devanado secundario (o un conjunto de devanados) que llevan corriente directa y se utilizan para producir el flujo principal de operación en la máquina. A un devanado como éste comúnmente se le denomina devanado de excitación.

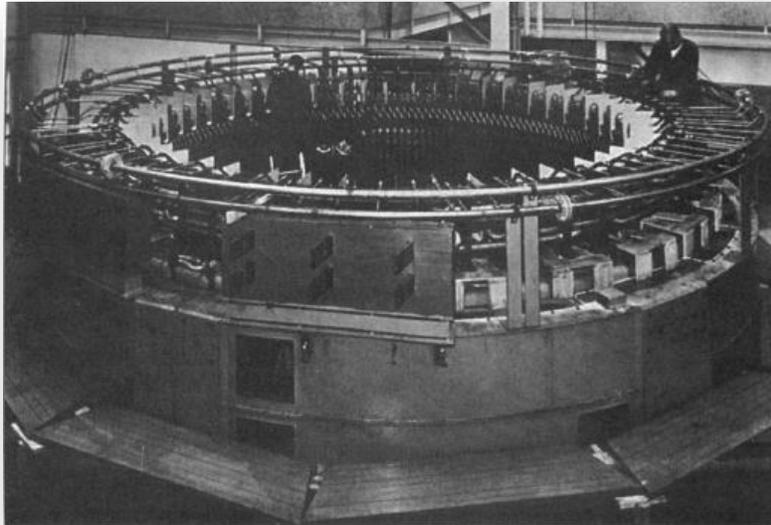


Fig. 2.17 Estator de un generador hidroeléctrico trifásico.

Es posible obtener un cuadro preliminar del funcionamiento de las máquinas síncronas al analizar el voltaje inducido en el devanado que lleva el mismo nombre del generador síncrono simplificado de corriente alterna de *polos Salientes* que se ilustra en la figura 18. El devanado de excitación de esta máquina produce un par único de polos magnéticos (similar al que presenta la barra imantada), como consecuencia, a esta máquina se le denomina máquina de *dos polos*. [1]

Con raras excepciones, el devanado de armadura o inducido en una máquina síncrona se localiza en el estator y el devanado de excitación se ubica en el rotor, tal como se demuestra en la máquina esquematizada en la figura 2.18. El devanado de excitación se activa mediante una corriente directa conducida hacia éste por medio de las escobillas de carbón estacionario que hacen contacto con los anillos deslizantes de rotación o con los anillos colectores de rotación.

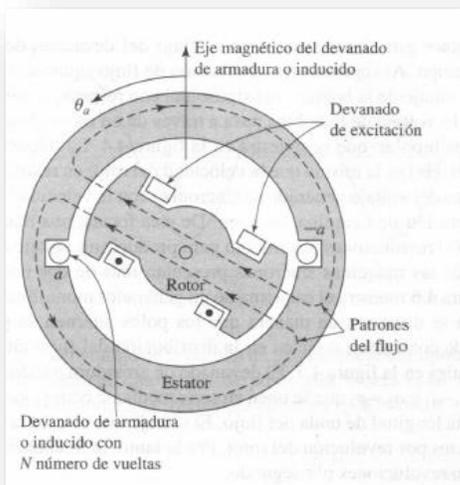


Figura 2.18 Vista esquemática de un generador síncrono sencillo de fase única con dos polos.

Un generador síncrono es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica (en forma de rotación) en energía eléctrica opera a una velocidad constante, determinada por la frecuencia de la fuente de energía a la que se conecta y su velocidad normal de operación se conoce como velocidad síncrona, la cual se calcula con la ecuación siguiente:

$$n \text{ (rpm)} = \frac{120 * f}{p} \quad (2.1)$$

Donde:

f = la frecuencia del sistema.

p = el número de polos de la máquina.

n = la velocidad síncrona.

La función principal del generador eléctrico es suministrar potencia activa al sistema eléctrico nacional y, como segunda función, operar como condensador síncrono, para la producción de potencia reactiva, sub excitándose o sobrecitándose. La razón de operar la unidad como condensador síncrono se deriva de la necesidad de mantener el voltaje del sistema eléctrico nacional, con un consumo mínimo de potencia.

Las ventajas, en comparación con otros dispositivos de compensación, son las siguientes: Regula la tensión de forma continua, sin los transitorios electromagnéticos asociados a cambios de otros tipos de dispositivos, no introduce armónicos en la red, ni se ve afectado por ellos, no causa problemas por resonancia eléctrica.

El generador es el conjunto de partes electromecánicas fig. 2.19 que nos sirven para convertir la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica. Esto se logra haciendo girar un campo magnético constante, alrededor de una serie de bobinas de tal manera que se corten las líneas de flujo, generando con esto una fuerza electromotriz que aparecerá en los extremos de las bobinas

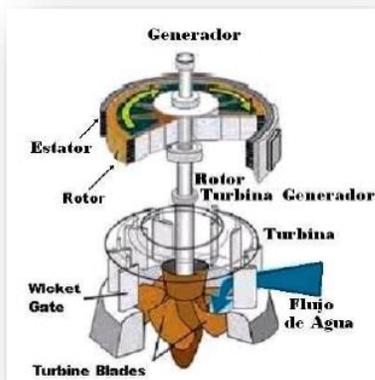


Figura 2.19 Partes de un Generador.

2.3 Turbinas hidráulicas

Una turbina hidráulica es el elemento que convierte la energía potencial almacenada en el agua, en energía mecánica o potencia de giro. La energía potencial del agua se debe a la diferencia de altura entre el nivel de embalse (o el nivel de la presa) y el nivel de desfogue de la unidad, denominado salto. En la figura 2.20 podemos observar la conceptualización del principio de funcionamiento de una turbina hidráulica. [6]

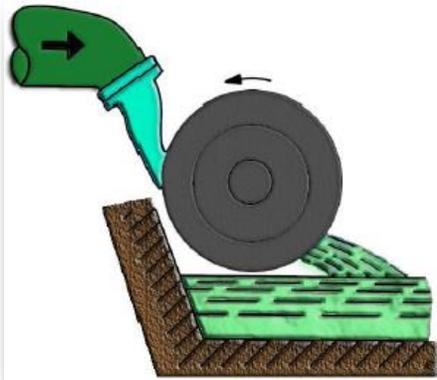


Fig. 2.20 Turbina hidráulica.

La aplicación inmediata del trabajo mecánico, desarrollado por la turbina hidráulica, es la de hacer girar el rotor de un generador eléctrico, al cual se encuentre acoplada la turbina, y en el cual se realiza la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Por lo tanto, toda turbina hidráulica convierte la energía del agua, manifestada en su forma de presión (energía potencial) en la de velocidad de giro (energía cinética).

El agua que se utiliza en la turbina hidráulica se transporta, desde la presa o embalse, por un conducto denominado “tubería de presión” o “tubería forzada” que generalmente está construida de acero inoxidable y sus dimensiones dependerán de la capacidad de generación de la unidad y de la zona geográfica en la cual se construye la central hidroeléctrica.

En una unidad hidroeléctrica, la capacidad de generación es la máxima potencia eléctrica que puede proporcionar. La potencia es la velocidad de cambio de energía en un sistema o el tiempo que se emplea para realizar un trabajo. Por lo tanto, la potencia es igual a la energía total dividida por el tiempo. Dentro de una unidad hidroeléctrica la potencia depende directamente de la energía almacenada en el agua debida al salto, obviamente considerando el rendimiento total de la unidad.

Como se explicará más adelante, el rendimiento de las unidades hidroeléctricas es del 90% o más, por lo tanto, la fórmula para calcular la potencia (P) de la unidad hidroeléctrica expresada en kilowatt (KW), en donde se involucra el caudal (Q), la altura del salto (H), la densidad del agua a 25° C como 1000 kg/m³ (ρ) y suponiendo un rendimiento total (η) del 90%, es la siguiente:

$$P_{kW} = \frac{\rho * Q * H}{102} * \eta \quad (2.2)$$
$$P_{kW} = 8.822352 * Q * H$$

La ecuación anterior considera la generalidad de las turbinas hidráulicas; sin embargo, existen varios tipos de turbinas hidráulicas, cada una con sus características especiales de funcionamiento, de acuerdo a la disponibilidad de agua, la zona geográfica y la capacidad de generación.

Clasificación de las turbinas hidráulicas. – las turbinas hidráulicas contempla dos amplias categorías basadas en la acción que realiza el agua con los álabes, las cuales son de desplazamiento positivo y dinámicas. En su mayoría, las turbinas de desplazamiento positivo son dispositivos pequeños que se emplean para medir el gasto volumétrico, mientras que las turbinas dinámicas van desde las diminutas hasta las enormes y se usan para medir el flujo y para producir potencia.

Turbinas de desplazamiento positivo. - Una turbina de desplazamiento positivo podría considerarse cuando el fluido entra a un volumen cerrado, el cual hace girar una flecha o desplaza una varilla recíprocante fig. 2.21. El volumen de fluido encerrado es desplazado hacia fuera mientras ingresa más fluido al dispositivo.

El fluido experimenta una pérdida de carga neta al pasar por la turbina de desplazamiento positivo; en otras palabras, se extrae energía del fluido móvil y se convierte en energía mecánica. Las turbinas de desplazamiento positivo en general no se usan para producir potencia, sino para medir flujo volumétrico o volumen de fluido. [6]



Fig. 2.21 Turbina de desplazamiento positivo.

Turbinas dinámicas. - Las turbinas dinámicas se usan como dispositivos para medir flujo y también como generadores de potencia fig. 2.22. Existen dos tipos básicos de turbina dinámica, los cuales son: de impulso o acción y de reacción. Esta clasificación se basa en el concepto de grado de reacción que se define como el cociente entre la altura de presión y la altura total que absorbe la turbina, lo que se refiere a la altura efectiva que ejerce la presión del agua acumulada en el embalse y la altura total desde el embalse hasta la salida del tubo de desfogue.

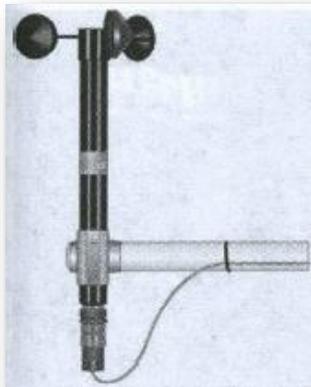


Fig. 2.22 Turbinas dinámicas (anemómetro de 3 copas para medir la velocidad del viento).

De una forma más clara lo podemos observar en la siguiente ecuación, en donde:

$$\sigma = \frac{H_p}{H} \quad (2.3)$$

H_p = Altura efectiva que ejerce la presión del agua acumulada en el embalse o altura de presión.

H = Altura total.

Turbinas de impulso o acción. En una turbina de acción, el fluido se hace pasar a través de una tobera aceleradora de modo que la mayor parte de su energía mecánica se convierte en energía cinética. El chorro, a alta velocidad, choca contra los álabes en forma de cubeta llamados cucharas o cucharones o cangilones o paletas, que transfieren la energía a la flecha de la turbina. Las turbinas que usan esta disposición son las denominadas Turbinas Peltón.

Turbinas de reacción: Se llama así (en el caso de pura) cuando se transforma la energía potencial en cinética íntegramente en el rodete, este recibe solo energía potencial. La presión de entrada es muy superior a la presión del fluido a la salida, esto ocurre en un aspersor. La forma de diferenciar una turbina de reacción de una turbina de acción es la siguiente: Si el grado de reacción $\sigma = 0$ la turbina se denomina de acción, Si el grado de reacción $\sigma > 0$ la turbina se denomina de reacción. [6]

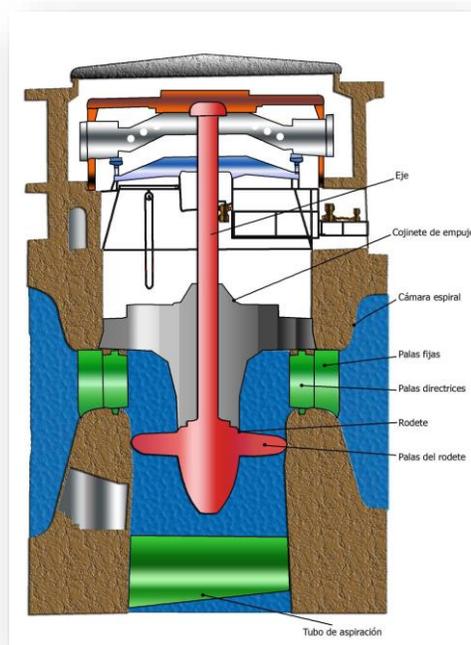


Fig. 2.23 Componentes de la turbina Kaplan.

De acuerdo con la Fig. 2.23, los componentes principales de una turbina Kaplan: Cámara de alimentación, Distribuidor, Rodete, Tubo de aspiración, Eje, Equipo de sellado del eje de turbina, Cojinete guía de turbina, Cojinete de empuje.

Principio de funcionamiento de la turbina Kaplan. - Las turbinas Kaplan fig. 2.24 se basan en el principio de turbinas de reacción; son de hélice con álabes ajustables que permiten que el agua impacte los álabes para mantener una velocidad específica y una eficiencia elevada, independientemente de las condiciones del caudal o de la carga. La energía potencial del agua embalsada se convierte en energía cinética en su recorrido hacia el distribuidor; a la salida de éste se dispone de energía en forma cinética y de presión.



Fig. 2.24 Turbina Kaplan de la C.H. peñitas.

Debido a su diseño, las turbinas Kaplan permiten desarrollar elevadas velocidades específicas, obteniéndose buenos rendimientos, incluso dentro de extensos límites de variación de caudal ver tabla 2.4. A igualdad de potencia las turbinas Kaplan son menos voluminosas que las turbinas Francis. Normalmente se instalan con el eje en posición vertical, también se prestan para ser colocadas de forma horizontal o inclinada.

Características técnicas de la turbine Kaplan	
Tipo	Kaplan Vertical 5K37
Número de Turbinas	4
Potencia de la Turbina (P)	108.5 – 98.716 MW
Caída (H)	35.27 – 30.89 m
Caudal (Q)	334 – 349 m ³ /s
Velocidad de Régimen (Nn)	112.5 rpm

Velocidad de Embalamiento (Np)	291 rpm
Masa Inerte (GD²)	18.778 tm ²
Trabajo de Regulación del Servomotor del Distribuidor	94,824 Kgm (carrera 835 mm)
Trabajo de Regulación del Servomotor del Rodete	137,344 Kgm (carrera 257 mm)
Crecimiento Máximo Calculado de la Presión	36% H

Tabla 2.4 características principales de las turbinas.

2.4. Sistema de supervisión de control y adquisición de datos; SCADA

Definición general de SCADA. - SCADA (supervisory control and data acquisition) es un sistema industrial de mediciones y control que consiste en una computadora principal o “master” (generalmente llamada Estación Maestra, “Master Terminal Unit” o MTU); una o más unidades control obteniendo datos de campo (generalmente llamadas estaciones remotas, “Remote Terminal Units,” o RTU). [7]

Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones generalmente interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes. Sistemas similares a un sistema SCADA son vistos rutinariamente en fábricas, plantas de tratamiento, etc.

Tienen funciones similares a los sistemas SCADA, pero las unidades de colección o de control de datos de campo se establecen generalmente dentro de un área confinada. Las comunicaciones pueden ser vía una red de área local (LAN), y serán normalmente confiables y de alta velocidad. Un sistema DCS emplea generalmente cantidades significativas de control a lazo cerrado.

Un sistema SCADA por otra parte, generalmente cubre áreas geográficas más grandes, y normalmente depende de una variedad de sistemas de comunicación menos confiables que una LAN. El control a lazo cerrado en esta situación será menos deseable. Un sistema SCADA se utiliza para vigilar y controlar la planta industrial o el equipamiento.

El control puede ser automático, o iniciado por comandos de operador. La adquisición de datos es lograda en primer lugar por las RTU que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos (pueden también ser usados PLC – “Programmable Logic Controllers”).

Esto se hace generalmente a intervalos muy cortos. La MTU entonces explorará las RTU generalmente con una frecuencia menor. Los datos se procesarán para detectar condiciones de alarma, y si una alarma estuviera presente, sería catalogada y visualizada en listas especiales de alarmas. Los datos pueden ser de tres tipos principales: Datos analógicos (por ejemplo números reales) que quizás sean presentados en gráficos, datos digitales (on/off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro y datos de pulsos (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que serán normalmente contabilizados o acumulados.

La interfaz primaria al operador es una pantalla que muestra una representación de la planta o del equipamiento en forma gráfica. Los datos vivos (dispositivos) se muestran como dibujos o esquemas en primer plano (foreground) sobre un fondo estático (background). Mientras los datos cambian en campo, el foreground es actualizado (una válvula se puede mostrar como abierta o cerrada, etc.).

Los datos analógicos se pueden mostrar como números, o gráficamente (esquema de un tanque con su nivel de líquido almacenado). El sistema puede tener muchas de tales pantallas, y el operador puede seleccionar los más relevantes en cualquier momento.

Unidades Maestras (Master Terminal Units). - La parte más visible de un sistema SCADA es la estación central o MTU. Éste es el "centro neurálgico" del sistema, y es el componente del cual el personal de operaciones se valdrá para ver la mayoría de la planta. Una MTU a veces se llama HMI –“Human Machine Interfase”, interfaz ser humano - máquina.

Todas las MTU de SCADA deben presentar una serie de características; Adquisición de datos, Gráficos de tendencia, Procesamiento de Alarmas, Control, Visualizaciones, Informes, Mantenimiento del Sistema Mirror. Interfaces con otros sistemas, Seguridad, Administración de la red. Administración de la Base de datos, Aplicaciones especiales.

Hardware y Software. - Las MTU de sistemas SCADA se pueden implementar en la mayoría de las plataformas existentes. Los primeros sistemas existentes tendieron a ser propietarios y muy especializados, y donde fueron utilizados sistemas operativos de fines generales, tendieron a ser modificados ampliamente. Esto debido a que los requisitos de SCADA superaban los límites de la tecnología disponible en el momento.

La serie Digital Equipment Corporation PDP11 y el sistema operativo RSX11M eran quizás la plataforma más común en los SCADA del siglo pasado. Posteriormente, Unix comenzó a ser el sistema operativo de más frecuente elección. Mientras la potencia de la PC aumentaba, los sistemas Intel llegaron a ser muy comunes, aunque las plataformas DEC Alfa, y otras estaciones de trabajo de fines elevados estén aún en uso.

En épocas recientes Windows NT ha alcanzado alta aceptación dentro de la comunidad SCADA, aunque los sistemas muy grandes siguen siendo en la mayor parte de los casos estaciones de trabajo Unix (QNX o Solaris), las cuales son más veloces en sus respuestas. Actualmente la industria se está desarrollando claramente hacia estándares abiertos: ODBC, INTEL PC, sistemas estándares de gráficos, e interconectividad a sistemas de computación corrientes.

En años recientes ha aparecido en el mercado un importante número de sistemas SCADA sobre plataformas INTEL PC, ya que éstas están aumentando rápidamente su capacidad y desempeño. Ejemplos de ellos son Citect, FIX de Intellution, KEPware y Wonderware. [7]

3. Desarrollo

3.2. Análisis de la construcción electromecánica del generador síncrono

Principios electromagnéticos de operación. - El principio de operación de los generadores se basa en el fenómeno de inducción electromagnética, cuando un conductor hace un movimiento relativo hacia el campo magnético, se induce el voltaje en el conductor, ya que influyen la aplicación de las siguientes leyes: Ley de Faraday o de inducción, ley de Lenz, Ley de Ampere, Ley de Bio-Savart.

Ley de Faraday o de Inducción. Esta ley establece que sí el flujo magnético eslabonado por un circuito eléctrico cerrado, varía con respecto al tiempo, una Fem es inducida en el circuito. Cualquier cambio del entorno magnético en que se encuentra una bobina de cable, originará un "voltaje" (una Fem inducida en la bobina). No importa cómo se produzca el cambio, el voltaje será generado en la bobina. El cambio se puede producir por un cambio en la intensidad del campo magnético.

$$E = \frac{d\phi}{dt} \quad (3.1)$$

En donde sí " ϕ " está dado en Maxwells o líneas de flujo magnético y " t " en segundos, entonces:

$$e = \frac{d\phi}{dt} * 10^{-8} \text{ volts} \quad (3.2)$$

Ahora bien, $\frac{d\phi}{dt}$ puede obtenerse de dos maneras que son: Una por movimiento mecánico que es el que se tiene en todas las máquinas rotatorias y la otra cuando la excitación es variable con el tiempo que es lo que ocurre en el caso del transformador.

Ley de Lenz.- Lenz, estableció que la Fem inducida, es de tal sentido, que la corriente inducida se opone al cambio de flujo. Cuando se genera una fem por

cambio en el flujo magnético, de acuerdo con la ley de Faraday, la polaridad de la fem inducida es tal que produce una corriente cuyo campo magnético, se opone al cambio que lo produjo.

$$e = \frac{d\phi}{dt} * 10^{-8} \text{ volts} \quad (3.3)$$

El signo menos de la ecuación anterior explica que la dirección de la FEM es una espira es tal que si sus terminales se cortó circuitaran generando una corriente que a su vez produjeran un campo magnético de sentido opuesto a la variación original de flujo. Lo que es una forma del principio de la acción y la reacción y/o atracción y repulsión y que se traduce en poner un signo menos a la Ley de Faraday.

Ley de Ampere. Esta Ley establece que la integral de línea de la intensidad del campo magnético a lo largo de una trayectoria cerrada es igual a la suma de los ampere espiras con las que esta trayectoria esta enlazada.

$$\oint H1 . dl = NI \text{ (excitación)} \quad (3.4)$$

La Ley de Ampere mantiene una relación similar a la ecuación de la inducción electromagnética pero para un circuito magnético cerrado que conduce un flujo magnético fig. 3.1, siendo H1 la intensidad del cuerpo magnético en el elemento del circuito, N el número de espiras que esta enlazado por el flujo magnético, el I la corriente que fluye en el arrollamiento.

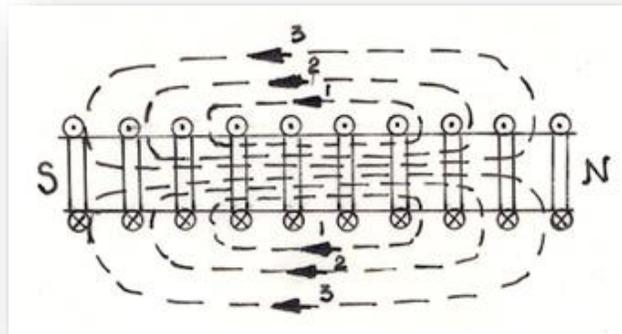


Fig. 3.1 Vista del flujo magnético.

Ley de Bio-Savart. Establece que todo conductor bajo la acción de un campo magnético y por el cual circula una corriente eléctrica, queda sometido a la acción de una fuerza que lo hace desplazarse a través del campo fig. 3.2. Sí la dirección de las líneas de inducción forma un ángulo α con la dirección del conductor; que conduce la corriente, la fuerza sería igual.

$$F = 8.85 * 10^{-8} * B * Le * I * \text{sen } \alpha \quad (3.5)$$

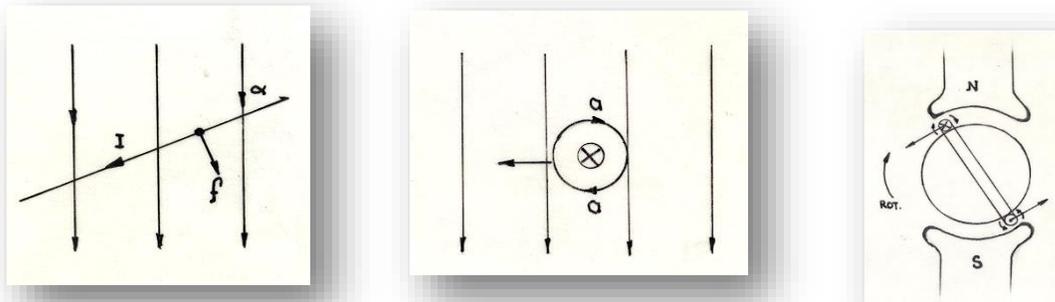


Fig. 3.2 Expresión de ley de Bio-Savart.

Características del generador eléctrico. - La Unidad de la C.H. Ángel Albino Corzo “Peñitas” cuenta con un generador eléctrico trifásico marca ASEA con una capacidad de 105 MW a un factor de potencia de 0.95, en cuyas terminales de salida entrega un voltaje nominal de 13.8 KV. A través del bus de fase aislada, cada una de sus terminales se conecta al transformador trifásico principal correspondiente, que eleva al voltaje de generación de 13.8 KV a 230 KV.

La corriente nominal es de 4,622 Amperes y su rotación es de 112.5 rpm con 64 polos, el aislamiento es de Clase F en los devanados del rotor y del estator, por lo que soporta una temperatura máxima de operación de °C. Es enfriado con aire en circuito cerrado y su eje vertical está acoplado a una turbina Kaplan en la siguiente tabla 3.1 se describe las características del generador.

Características técnicas del generador.	
Marca	Asea
Capacidad nominal	110,465 KVA.
Factor de potencia	0.95
Capacidad para diseño mecánico	108,330 KW.
Velocidad nominal	112.5 R. P. M.
Velocidad de desboque	291 R. P. M.
Frecuencia nominal	60 Hz.
Voltaje nominal	13,800 Voltios.
Corriente nominal	4,622 Amperes.
Clase de aislamiento estator	F
Clase de aislamiento rotor	F
Número de polos	64
Número de fases	3
Número de enfriadores de aire	12

Tabla 3.1 Características técnicas del generador.

Componentes del generador eléctrico: Estator. - El estator es la parte fija del generador eléctrico donde se induce el voltaje eléctrico por efecto del campo magnético del rotor, consta esencialmente de un núcleo, una carcasa y los devanados fig. 3.3. El núcleo del estator establece el circuito magnético, aloja el devanado del generador y los canales de ventilación.

La carcasa es la envolvente que consiste de una armadura soldada en seis secciones, cuyo devanado es de tipo imbricado, de dos bobinas por ranura, cuenta con 360 ranuras y las barras son de tipo (diamante), que consiste en la transposición del conductor en las ranuras para disminuir las pérdidas parasitas.



Fig. 3.3 Devanados del estator.

Las principales partes del Estator son: Chumacera guía superior. - En general la finalidad básica de las chumaceras es transmitir el peso y esfuerzos de las partes giratorias a las losas, esto es la estructura guía no permite oscilaciones a las partes giratorias, es decir sirve para guiar al eje.

La chumacera está construida como una sola unidad, con excepción del cubo y del pozo de aceite que van montados sobre el eje. La chumacera guía Superior tiene como partes principales la carcasa, los segmentos, el cubo, el cubo, pozo de aceite, cubierta superior, enfriadores de aceite, aceite lubricante y supervisores de temperatura.

Araña Soporte de la chumacera guía superior. - La araña soporte está dimensionada para dar a la chumacera guía superior un máximo de estabilidad y permitir el menor movimiento radial posible. La araña consiste de cierta cantidad de brazos radiales y un cubo central, está diseñada para soportar el peso combinado de la chumacera guía superior, la placa de la cubierta, el equipo de excitación, y la cubierta superior del estator.

Carcasa del estator. - La carcasa es una estructura formada por placas de acero soldadas y comprende principalmente los pilares verticales, anillos horizontales, placas de apoyo verticales, barras en cola de milano y placas de casco.

Exteriormente tiene forma de un polígono regular con los pilares en los vértices, los anillos horizontales, placas del casco y de apoyos verticales hacen en conjunto una construcción circular dividida en compartimentos.

Soporte del estator. - La función de los pilares es transmitir la fuerza de reacción tangencial del núcleo del estator, la fuerza vertical de la araña del soporte superior y el peso del estator a los cimientos. Tangencialmente los pilares están fijos a los cimientos mientras que radialmente se mantienen por fricción. La fricción es suficiente para impedir que el estator se desvíe a causa del desbalance de fuerzas magnéticas, a la vez que presenta poca resistencia a movimientos causados por la expansión térmica.

Placas de compresión. - Placas de ajuste y dedos de compresión no magnéticos soportan al núcleo en la parte superior e inferior, la presión se ejerce por medio de pernos que atraviesan los segmentos detrás de la circunferencia del núcleo, la tensión diagonal se obtiene con pernos situados en el borde exterior de los segmentos de tensión resultante es contrarrestada por barras de longitud completa.

Núcleo del estator. - El núcleo del estator esta hecho de láminas de acero al silicio troquelado de un alto grado de calidad resistible a la acción del tiempo, aislado en los 2 lados con un barniz resistente al calor, y está sujeto a la carcasa por medio de colas milano, entre el laminado conductor de refrigeración radial se forma insertando chapas de acero en tiras espaciadoras diseñadas para obtener un mínimo de pérdidas en la presión del aire circulante en la entrada del canal de aire y mantener el ruido a un mínimo.

Devanado del estator. - El devanado de armadura consiste en un numero de bobinas distribuidas en las ranuras del estator a lo largo de la periferia de la maquina en correspondencia al número de polos y fases, en nuestro caso está conectado en estrella y cosiste en bobinas idénticas de una o varias espiras formando un embobinado de tipo diamante con aislamiento en clase "F" y colocadas en ranuras abiertas, con 2 costados de bobinas por ranura, como se muestra en fig. 3.4.



Fig. 3.4 *Devanados.*

Cubierta de devanados. - El devanado se protege por cubiertas de fibra de vidrio moldeadas y auto extingüibles, están montadas entre la carcasa y las placas que van encima de la araña de soporte superior. Su diseño incrementa la eficiencia del flujo de aire al generador.

Equipo de frenado (gatos de frenado). - El equipo de frenado o gatos de frenado, es un sistema que se emplea en los generadores hidroeléctricos para parar la maquina en el menor tiempo posible, fig. 3.5.

La razón de frenar el alternador es la siguiente: Las chumaceras están calculadas para la velocidad del sincronismo, por ello es necesario que la maquina en un tiempo corto, ya que a bajas velocidades puede desgastarse el eje que esta sobre las chumaceras, ya que como hemos visto existe un sistema de lubricación a bajas velocidades pero si el funcionamiento es prolongado a una velocidad de rotación baja provoca la ruptura de la película de aceite, con el peligro de rayar los cojinetes.

El frenado y el levantado del rotor se efectúa por medio de una cantidad de gatos de frenado montados sobre los cimientos del foso del generador, en la operación de frenado, los cilindros de los gatos que están conectados en serie, son accionados por aire comprimido a presión ascendiendo hasta ponerse en contacto con la pista de frenado del rotor, lo que provoca fricción y en consecuencia el frenado.



Fig. 3.5 Gato de frenado.

Intercambiadores de calor. - Los intercambiadores de calor o enfriadores de aire, son elementos que están montados sobre aberturas en la superficie exterior de la carcasa del estator, y están conectados a la tubería de agua de refrigeración por medio de válvulas de cierre. Los enfriadores están dimensionados para que el generador con seguridad a su potencia nominal, aún con un refrigerador fuera de servicio, manteniéndose el agua a la temperatura específica.

Cubierta superior. - La cubierta superior del generador (tapas antiderrapantes) son láminas de fierro apoyadas en los brazos de la araña soporte superior, así como en las barras entre los brazos, tiras delgadas de empaque entre placas y las barras impiden ruidos provenientes de las vibraciones.

Resistencias calefactoras. - Las resistencias calefactores cuya unidad consta de doce (12), son dispositivos que se instalan en la base de los devanados para que generen calor, el que evitará que cuando este el generador fuera de servicio se condense la humedad del aire en los devanados; por lo que debe verificar su operación cuando la unidad este fuera de servicio, fig. 3.6.



Fig. 3.6 Resistencia Calefactora.

Rotor. - El rotor es la parte móvil del generador, está provisto de electroimanes que forman los polos, cuyos devanados son alimentados por corriente directa, proveniente del sistema de excitación. En el que se forma un campo magnético giratorio a través de los polos para romper las líneas de fuerza magnéticas inducidas en el devanado del estator. Como el generador se acopla a una turbina hidráulica el rotor tiene relativamente un elevado número de polos y se le denomina rotor de polos salientes o rueda polar.

Las principales partes del rotor son: Polo. - El núcleo del polo, es de forma rectangular y construida con láminas de acero, forman con la zapata una sola pieza con terminación de cola de milano, fig. 3.7. La cola de milano se suministra para el montaje del polo en el anillo del rotor, la ranura es más amplia en uno de sus lados para en clavar dos cuñas opuestas que aseguran el polo en su posición correcta, las cuñas lubricadas facilitan el montaje.

Las placas de sujeción, que en algunos diseños forman parte del soporte del ventilador y aseguran las cuñas en su posición correcta. La bobina de excitación o de campo, va colocada en el núcleo polar, se emplean bobinas devanadas en barras rectas de cobre y para aumentar la superficie de refrigeración se usan barras de doble ancho, y el aislamiento entre espiras consiste de asbesto impregnado con resina epóxica, fijado a altas temperaturas.

El aislamiento alrededor del polo es de fibra de vidrio y baquelita sujetados por los cuellos y flejes de acero tensados alrededor del polo, las bobinas normalmente se conectan en serie para ser alimentadas de corriente continua proveniente del sistema de excitación. El devanado amortiguador, en las ranuras de la cara polar se observan unas barras de cobre, en corto circuito, en los extremos unidas por una solera de cobre que conforma el devanado amortiguador que sirve para estabilizar la máquina sincronía.



Fig. 3.7 Muestra de un polo del rotor.

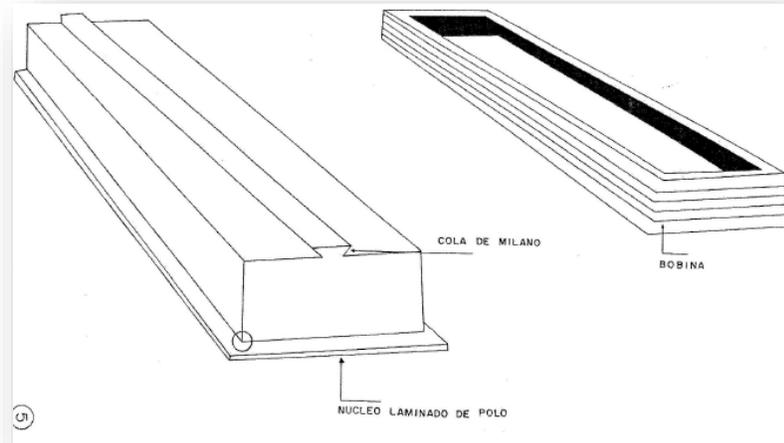


Fig. 3.8 Estructura de un polo.

Anillos Rozantes y escobillas. - También conocidos como anillos colectores, son dos y están montados en la parte superior de la flecha y giran a la misma velocidad del generador, y permiten conectar eléctricamente al elemento que suministra la corriente de excitación C.D, a los polos del rotor por medio de las escobillas, como se muestra en la fig. 3.9.

Los anillos colectores están hechos de acero especial y son lo suficientemente anchos para permitir que las escobillas queden alternadas, el mecanismo de las escobillas se monta en una consola generalmente fija a la araña de soporte o en la parte superior de la caseta.

Las portas escobillas se colocan en soportes de bronce con pasadores aislados. Sobre las barras del sistema de excitación se tiene un conector conmutador para cambio de polaridad del anillo colector por ciertos intervalos de tiempo, los porta escobillas están diseñados para ejercer la mayor presión posible sobre las escobillas aún en estado de desgaste.

Las escobillas van montadas en el porta escobillas y se deslizan sobre los anillos colectores permitiendo el paso de la corriente de excitación a los polos del rotor, las escobillas generalmente están fabricadas de grafito. La densidad de corriente establece el valor de la superficie de contacto de la escobilla sobre el anillo colector.

Barras de excitación. - Sirven de conductor entre los anillos rozantes y los polos del rotor, son dos barras de cobre en forma rectangular similares a las que se utilizan en los devanados, están montados sobre una sección de la flecha y sobre las tapas de la araña, sujetadas firmemente por tornillos aislados con arandelas de baquelita y giran a la velocidad del conjunto.

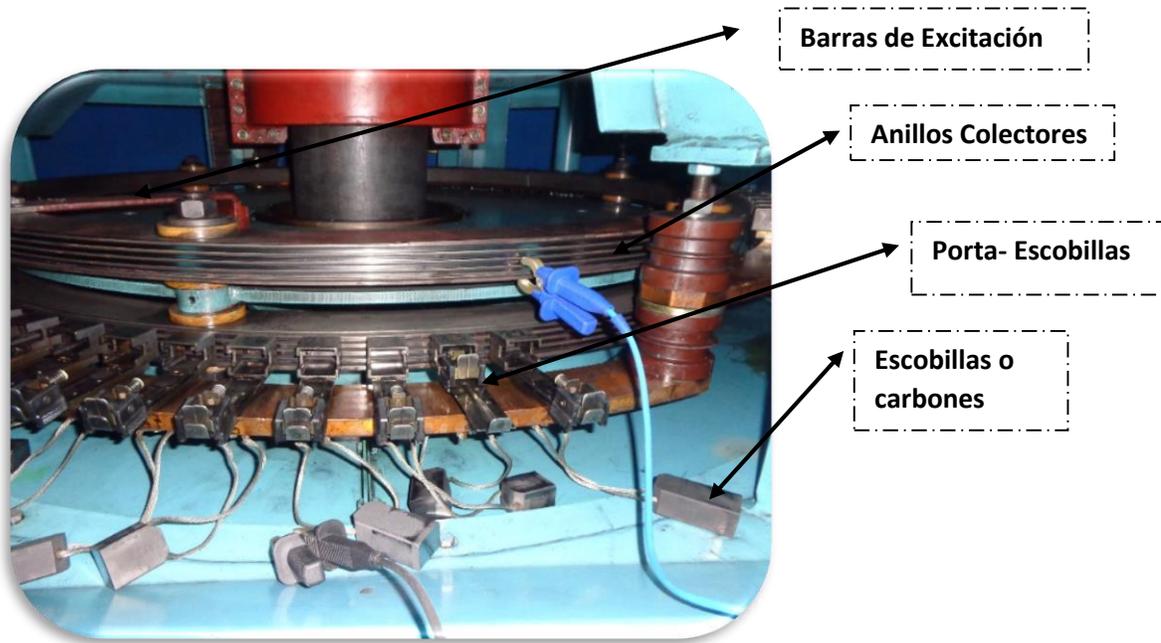


Fig. 3.9 Elementos de los anillos colectores.

Laminado o anillo base del rotor. - El laminado del rotor con núcleo está constituido por una cantidad de secciones y el anillo base está formado por paquetes de laminación de acero sobre montados de tal manera que se cubra la mayor área de sección y superficie de fricción, teniendo en cuenta el número de polos y el tamaño apropiado de los segmentos.

Entre cada sección hay un canal de aire consiste en dos placas de soporte, separadas por piezas espaciadoras que guían el aire hacia fuera del anillo. La parte superior e inferior del anillo están acabadas por unas placas de compresión, se tensionan por medio de pernos pasadores para dar la fuerza de fricción requeridas entre capas de segmentos.

La calidad y las dimensiones de las láminas de acero son determinada por; la fuerza centrífuga, el momento de inercia, la estabilidad en relación a las fuerzas magnéticas entre el estator y el rotor, así como también el flujo magnético entre polo y polo. En la superficie exterior el anillo tiene ranuras para las colas de milano de polos y placas deflectoras de aire de enfriamiento. En la superficie interior existen ranuras para colocar en su sitio la araña del rotor.

Flecha Superior. La flecha superior transmite el movimiento desde la flecha principal de la turbina hasta el rotor del generador, fig. 3.10. Está formado de acero forzado, normalizado y maquinado en toda su superficie, la parte inferior es forjada para formar una brida para conexión al eje principal.



Fig. 3.10 Vista de la flecha superior.

Araña del rotor. - La araña del rotor se diseña para acoplar por medio de bridas al eje. Dos placas de acero en forma de disco están soldadas al cubo. Placas con alma de acero en forma vertical están soldadas entre los discos para formar un cuerpo rígido en forma de tambor.

Pista de Frenado. - La pista de frenado está colocada en la placa inferior del anillo base del rotor, forma un soporte para la pista de frenado que consiste de segmentos fijados por abrazaderas, los cuales se pueden retirar con facilidad, fig. 3.11. Su función principal es friccionarse con los gatos de frenado cuando la máquina está en proceso de paro.



Fig. 3.11 Pista de Frenado.

Sistema de enfriamiento del estator: Enfriadores de agua/aire. - El generador eléctrico se enfría mediante circulación de agua aprovechando los radiadores que se encuentran acoplados en los extremos del estator del generador y a través de doce (12) radiadores agua/aire, fig. 3.12. Los enfriadores permiten al estator operar a una temperatura adecuada que evite el daño en sus devanados, en la tabla 3.2 se describe los datos de los radiadores.

Datos para un Enfriador	A carga normal	A sobre carga
Flujo de aire.	5.1 m ³ /seg.	5.1 m ³ /seg.
Flujo de agua.	17.75 m ³ /h	17.75 m ³ /h
Temperatura aire entrada.	60.2 °C	65.7 °C
Temperatura aire salida.	37.0 °C	38.7 °C
Temperatura agua entrada.	27.0 °C	27.0 °C
Temperatura agua salida.	33.5 °C	34.6 °C
Caída presión aire.	185 Pa	186 Pa
Caída presión agua.	101.5 KPa	101.1 KPa
Presión máxima de trabajo agua.	1 MPa	1 MPa
Material tuberías.	Cu/Ni 70/30	Aletas de tubo Al.
Material placas colectoras.	Metal muntz	
Capacidad de enfriamiento.	135.17 Kw	157.5 Kw

Tabla 3.2 Datos técnicos de los radiadores del estator.



Radiador

Fig. 3.12 Vista del radiador.

Las Chumaceras que están instaladas son: Chumacera guía inferior turbina. - La turbina está equipada con una chumacera de guía inferior (fig. 3.13) y una chumacera de guía superior. La chumacera de guía superior está combinada con la chumacera de carga. Como otro lugar de apoyo, hay una chumacera guía en la parte superior del generador denominada chumacera guía generador. La chumacera consta de 12 segmentos radiales con dimensión de 300x300 mm los cuales guían el eje sobre el diámetro de 1500 mm teniendo una tolerancia de 0.2-0.3 mm.

Las fuerzas radiales que se presentan en la chumacera guía inferior se transmiten a través de la carcasa de chumacera a la tapa de turbina superior y en la chumacera de guía superior el apoyo de la chumacera de carga superior. La lubricación de los segmentos de la chumacera es mediante aceite, siendo refrigerado este mediante enfriadores de agua, el volumen de aceite es de 700 L. las temperaturas permisibles.

Temperatura máxima del metal.....75 °C
 Temperatura máxima del aceite.....65 °C



Fig. 3.13 Chumacera guía inferior turbina.

Referencia plano.....	0 VTU 8360-162.
no. de segmentos.....	12 segmentos radiales.
Dimensión de los segmentos.....	300 x 300 mm.
Holgura entre segmentos.....	0.25 mm (0.20-0.30 mm).
Diámetro.....	1500mm.
Capacidad en litros de la cuba.....	600 lts.
Tipo de aceite.....	heavy médium.
Intercambiador de calor.....	6 (agua aceite).
1 termómetro de distancia a mercurio, en el aceite, con 1 contacto de alarma.	
1 termómetro de distancia a mercurio, en el metal de chumacera con 1 contacto de alarma y 1 contacto de desconexión.	
2 sensores de temperatura a resistencia, en el metal de la chumacera para el registro de temperatura.	
Temperatura máxima del metal.....	75°c.
Temperatura máxima del aceite.....	65°c.
Caudal de alimentación de agua.....	75-80 lts/min.

Chumacera combinada de la turbina. - La chumacera combinada está compuesta por segmentos axiales y radiales (fig. 3.14, fig. 3.15) funcionando guía superior turbina respectivamente. Sobre la chumacera de carga se transmiten todas las cargas desde el rotor, las cuales son transmitidas a su vez a la tapa de la turbina y los álabes del ante distribuidor y de ahí a la cimentación de la obra.

La capacidad de carga de la chumacera axial es de 1800 tons. Estando formada por 12 segmentos de acero forjado con revestimiento de metal blanco. Los segmentos están colocados sobre un inter-anillo elástico de acero, el cual está colocado sobre el cuerpo de la chumacera. La chumacera radial soporta las fuerzas radiales de la turbina y está formada por 24 segmentos radiales de acero forjado con revestimiento de metal blanco. Tiene una capacidad de carga radial máxima de 126 ton.

Teniendo un volumen en el recipiente de 6000 L durante el arranque y después del paro la lubricación está asegurada por una bomba de alta presión con 12 salidas, hacia cada segmento directamente en la superficie de antifricción. El funcionamiento de la bomba está conectado en el proceso automático de arranque y paro de la unidad.

La chumacera guía está lubricado por orificios radiales sesgados, taladrados parcialmente en el cabezal portador y parcialmente en la planta. El nivel de aceite se eleva durante la rotación y los segmentos son inundados por el aceite. El aceite excedente corre por los orificios de vertedero en el cuerpo de la chumacera guía hacia atrás en el tanque principal. Durante la marcha todo el aceite está en movimiento.

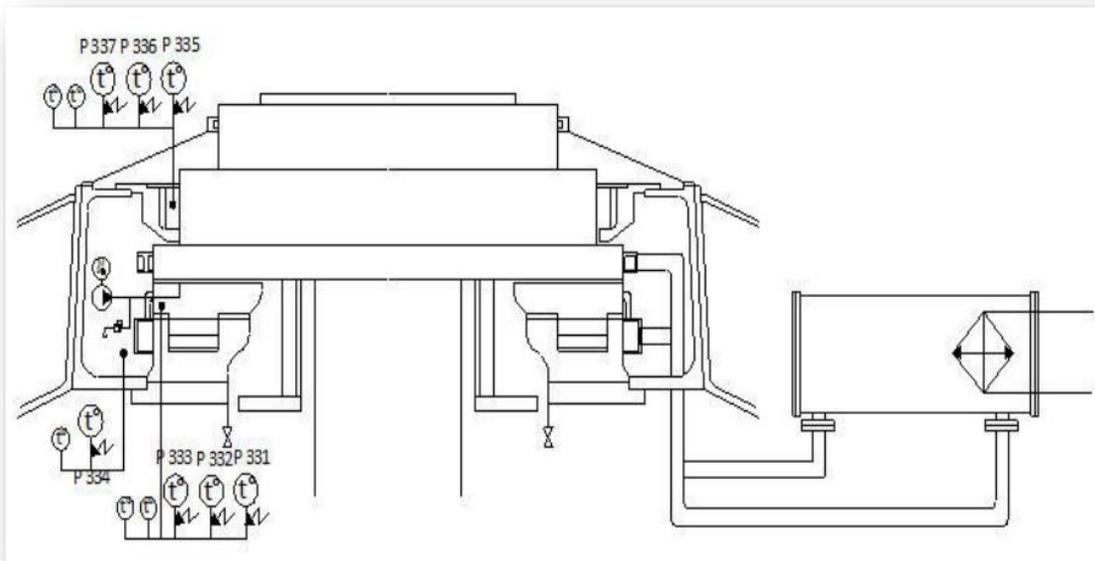


Fig. 3.14 Chumacera combinada de la turbina.

No. de segmentos.....12 segmentos axiales
 Capacidad en litros de la cuba.....8000 lts
 Tipo de aceite.....heavy médium
 Capacidad de carga radial.....1800 tons
 Capacidad de carga axial.....128 tons
 1 termómetro de distancia a mercurio en el aceite con un contacto de alarma.
 1 termómetro de distancia a mercurio en el metal de la chumacera con 1 contacto de alarma y 1 contacto de desconexión.
 3 sensores de temperaturas a resistencia en el metal de la chumacera par el registrado de las temperaturas.
 Temperatura máxima del metal.....75°c
 Temperatura máxima del aceite.....65°c
 Chumacera guía intermedia:
 No. de segmentos.....24 segmentos radial.
 Holgura entre segmento.....0.33 mm (+- 0.40 mm)
 Intercambiador de calor.....4 (agua aceite)



Fig. 3.15 Chumacera combinada de la turbina.

Chumacera guía del generador. - La chumacera guía superior soporta las fuerzas radiales del rotor está construida de una sola unidad con excepción del cubo, el cual se monta por contracción, fig. 3.16. La chumacera se compone de las siguientes partes: Carcasa, segmentos, cubo, pozo de aceite, cubierta superior

No. de segmentos.....	10 segmentos
Holgura entre segmentos.....	0.17 mm
Capacidad en litros de la cuba.....	170 lts
Tipo de aceite.....	heavy médium
Intercambiador de calor.....	1 (agua/aceite)
Caudal de alimentación de agua.....	45 lts/min.



Fig. 3.16 Chumacera guía del generador.

Sistema de excitación. - El sistema de excitación es uno de los auxiliares más importantes del generador eléctrico, ya que permite controlar el voltaje y la potencia reactiva que demanda el sistema eléctrico nacional. Su función es la de regular y suministrar la corriente de excitación al devanado de campo (rotor) para producir en él un campo magnético que interactúe con los devanados del estator y se induzca una fuerza electromotriz (voltaje).

El sistema de excitación del generador es del tipo estático basándose en el uso de tiristores, con características de capacidad, confiabilidad y economía, superiores al de los sistemas rotatorios y semiestáticos.

El sistema está constituido principalmente por un transformador trifásico de 3.35 MVA, dos puentes de rectificación de onda completa y dos sistemas de control para regular el voltaje (AVR). Como se puede apreciar, el generador es auto excitado y solo requiere de un suministro de corriente directa para la excitación inicial y el sistema de protección.

La forma en que se regula la corriente de excitación y, por lo tanto el voltaje de salida del generador, es por medio de una señal de control que regula la corriente de salida de los tiristores que forman el puente rectificador. La señal de control suministrada al puente de rectificación, proviene ya sea del regulador manual o del regulador automático de voltaje (AVR), a través de los generadores de impulsos.

Transformador de excitación. - Es un transformador trifásico del tipo seco enfriado con aire, de 3.35 MVA de capacidad y una relación de transformación de 13800 / 920 volts, en tabla 3.3 se muestra los datos de placa. Por el lado de alta tensión se conecta al bus de fase aislada que conduce la salida del generador y por el lado de baja tensión se conecta por medio de un bus-ducto al tablero de excitación, donde se conecta al puente rectificador de tiristores. El transformador de excitación está provisto de un equipo de supervisión de temperatura con ajustes de alarma y disparo por alta temperatura.

Tipo	Deemsa
KVA	13,800 V
Voltaje	13,800 KVA-920 Y/531V
Frecuencia	60 Hz
Conexión	DELTA/ESTRELLA (D/Y-11x)
Impedancia	7.76%
Perdidas sin carga	5.5 KW
Perdidas con carga	21 KW
Peso	6240 Kg

Tabla 3.3 Datos de placa del Transformador de Excitación.

Banco de tiristores. - La unidad cuenta con dos bancos de tiristores del tipo XMTD es estándar para la excitación de máquinas Síncronas. En operación normal y con una carga de 300 MW, cada banco es alimentado con una corriente alterna de 3 X 1200V, 60Hz y 1560 amperes. La salida en corriente directa es de 350V y 1622A.

Cada banco se compone de tres pilas de tiristores trifásicos y conectados en paralelo en 6 pulsos y 2 salidas, con 3 fusibles ultra-rápidos en cada ramificación. Está diseñado para resistir, sin recibir daños, la corriente continua nominal de excitación estática y también los transitorios de corriente del rotor en un corto

circuito en las terminales de C.A. del generador con una de las tres pilas en paralelo fuera de servicio.

La corriente máxima está limitada en 4000 amperes, por medio de un dispositivo limitador de corriente de campo, el cual forma parte del regulador de voltaje.

El banco de tiristores es enfriado por medio de 2 ventiladores, pero un ventilador es suficiente para el enfriamiento adecuado del banco. Durante la operación, en caso de pararse el ventilador se produce una señal de alarma. Si los dos ventiladores se paran, es causa de disparo del interruptor de campo y del interruptor del generador.

La falla de uno de los ventiladores no limita la capacidad del convertidor para resistir la corriente nominal de excitación estática y corriente transitoria, si la tensión del generador es demasiada baja se ceban continuamente todos los tiristores con ayuda de un dispositivo con alimentación de bajo voltaje (48 volts), que emite señales de control.

Como se puede observar en la Figura 3.17, estos bancos de tiristores son alimentados por el transformador de excitación y la salida de estos se conecta al devanado de campo del generador por medio del interruptor de campo y de los anillos colectores. La energía requerida para alimentar a los diferentes circuitos del sistema de excitación y a los ventiladores de enfriamiento es suministrada por el mismo transformador de excitación.



Fig. 3.17 Banco de Tiristores.

Circuito de campo. – Dentro del circuito de campo existe una unidad de excitación Inicial, que suministra corriente continua al devanado de campo para iniciar la subida del voltaje, en el arranque de la unidad y una vez cerrado el interruptor de campo (al 90% de velocidad). La potencia es tomada de un banco de baterías de 250 VCD.

La batería se conecta al devanado de campo por medio de un contacto auxiliar en la quebradora de campo y dos contactores tipo ELB (Y4.B10 y Y4.B20). La unidad de excitación inicial se desconecta automáticamente cuando se alcanza el 70 % de la tensión nominal.

Interruptor de Campo. - El interruptor de campo es un interruptor de doble polo operado con motor, de tipo Disrupción en aire y con bobina de disparo en Shunt y mecanismo de disparo libre. Está diseñado para operar con una tensión nominal de 800 VCC y corriente nominal de 2500 amperes en CC.

El regulador automático de voltaje (AVR). - Es el dispositivo que controla el suministro de corriente de excitación al devanado de campo de un generador eléctrico para mantener, en el valor nominal, el voltaje de generación (o fuerza electromotriz) en sus terminales de salida, dentro de ciertos rangos de frecuencia y carga.

Como se puede observar en la figura 3.18, el funcionamiento del regulador Automático de Voltaje (AVR) es como sigue: se mide el voltaje en las terminales del generador eléctrico y se compara contra el valor de referencia, el error o desviación se procesa y se calcula la señal de corrección que permite modificar la corriente de excitación al devanado de campo del generador eléctrico.

Según su condición operativa, el sistema de excitación permite: En modo Manual permite al Operador ajustar la corriente de excitación, en modo Automático, el AVR ajusta la corriente de excitación para mantener el voltaje de generación en el valor de referencia, controlar la generación de potencia reactiva que requiere el SEN dentro de los límites de operación del generador eléctrico, proteger al generador eléctrico ante problemas externos o propios, cuando se rebasan los límites de operación.

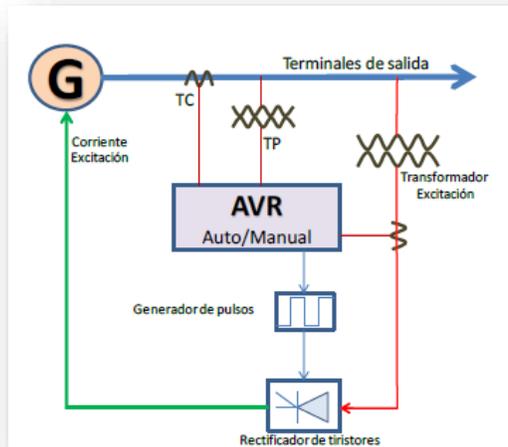


Fig. 3.18 Regulador de tensión de una unidad de generación eléctrica.

3.4 Sistema de regulación de velocidad

El mecanismo de regulación de velocidad en una turbina hidráulica (fig. 3.29), tiene la función de mantener la velocidad constante en la unidad, ajustándola a la velocidad de diseño. Debido a las posibles fallas que causen un desbalanceo en la reacción de potencia-apertura del distribuidor, la velocidad de la turbina tiende a variar, por lo que, para evitar estas variaciones, el mecanismo de regulación de velocidad ajusta a través de dos servomotores la apertura del distribuidor y álabes del rodete.

El regulador de velocidad se divide en dos: la parte eléctrica y la parte hidráulica. El esquema de regulación de velocidad de la turbinas Kaplan de la central hidroeléctrica Peñitas está concebido para soportar una unidad de procesamiento de error de velocidad de tipo Proporcional – Integral – Derivativo, con error permanente por desviación de frecuencia.

Así como un procesador de error en potencia activa del tipo integral y un sistema de control de apertura del rodete con corrección por volumen de gradiente hidrostático con los cuales se determina la apertura del distribuidor y apertura de rodete en una acción combinada destinada a obtener una máxima eficiencia para diferentes cargas de potencia activa así como para diferentes caídas de agua o sea diferentes valores de gradiente hidrostático.

La flecha superior transmite el movimiento desde la flecha principal de la turbina hasta el rotor del generador. Está formado de acero forzado, normalizado y maquinado en toda su superficie, la parte inferior es forjada para formar una brida para conexión al eje principal. En este sistema en especial, se cuenta con un depósito acumulador con una capacidad de 5000 Lts, el cual bajo condiciones normales de operación, es llenado hasta un tercio de su altura con aceite y otras dos terceras partes con aire.

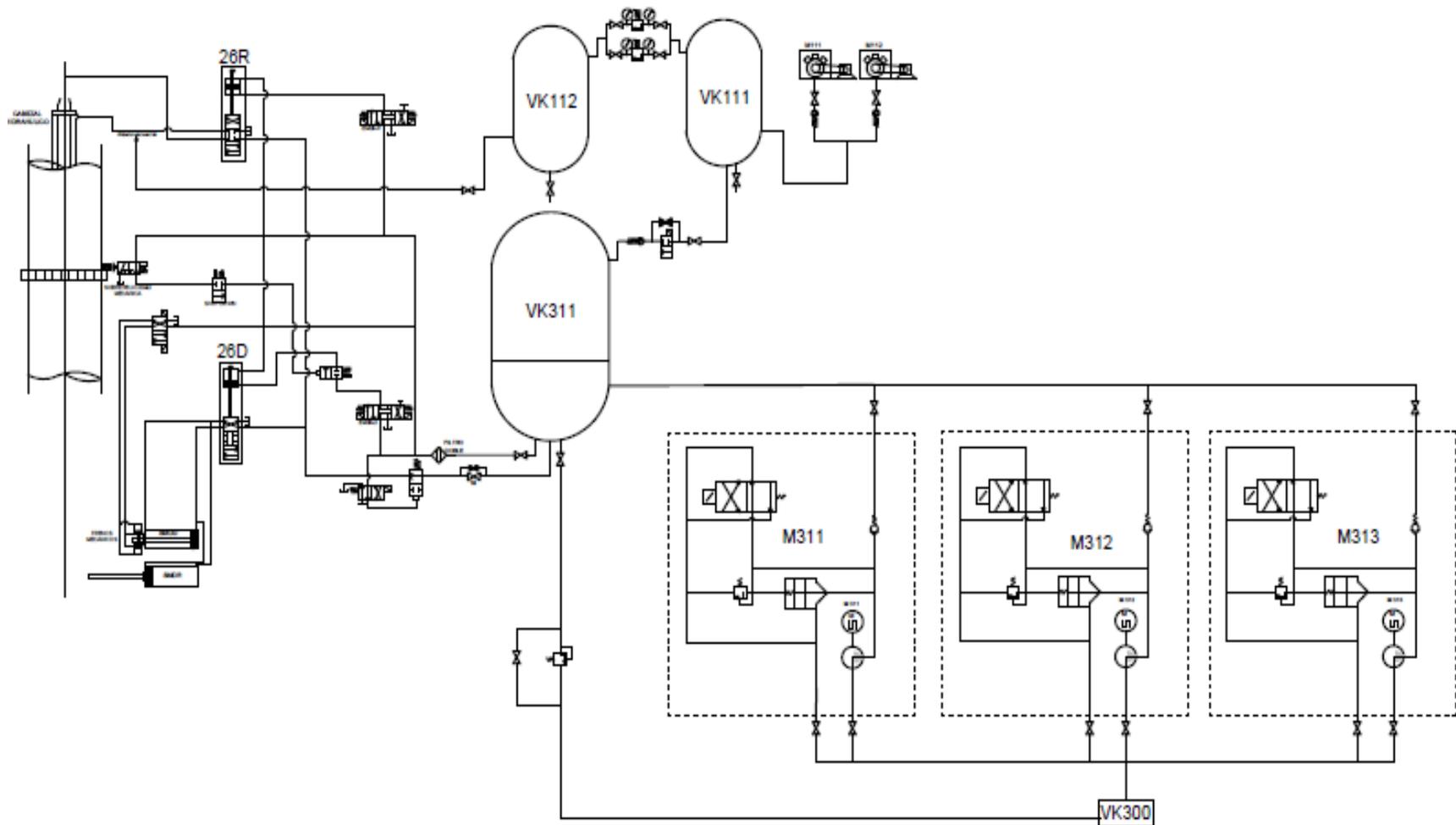


Fig. 3.19 Sistema de regulación de velocidad.

Bombas de regulación. - Son las encargadas de inyectar la presión de 38 Kg/cm² al aceite del sistema de regulación, es difícil precisar el tiempo exacto en que estas bombas entran en operación debido a que la pérdida de presión en el Tanque VK-311 no es uniforme. Las bombas de regulación siempre están trabajando las 24 horas del día, solo que trabajan a una mínima carga y en vacío por medio de la electroválvula MEX10AA001, aumentan su carga cuando la presión del tanque VK-311 disminuye y por medio de un PLC, en la fig. 3.20 se muestra las bombas de regulación.

Cuando la unidad generadora está en operación, una bomba entra en el modo de marcha permanente. Estando la bomba en marcha, succiona el aceite del depósito sin presión (VK 300) forzándolo a circular y abrir la válvula check para que posteriormente llegue este al depósito acumulador aire/aceite (VK 311). Estando alguna de las bombas en operación continua, es evidente que existe un desequilibrio entre la cantidad de aceite que la bomba envía (bombeo mayor que consumo).

Esto se reflejaría como un incremento constante en el tanque acumulador; como medio para controlar la sobrepresión, se cuenta con una válvula denominada “regulador de presión”, la cual se encarga de permitir (abriéndose) la recirculación del aceite proveniente de la bomba hacia el tanque sin presión, cuando esta alcanza la presión de trabajo (38 Kg/cm²) y forzar a que circule (cerrándose) hacia el mismo, cuando la presión desciende hasta los 36 Kg/cm². En la tabla 3.4 se muestran los parámetros de operación de cada motobomba y en la fig. 3.4 los datos técnicos.

Bomba de Regulación	Arranque (Kg/cm ²)	Paro (Kg/cm ²)
M-311	36	38
M-312	35.5	37.5
M-313	35	37

Tabla 3.4 parámetros de operación de las bombas de regulación.



Figura 3.20 bombas de regulación (M-311, M-312 y M-313).

Marca	KRAL
Motobomba de tornillo de montaje vertical	
Caudal de trabajo	600 l/min.
Tipo de aceite	heavy médium
Presión	40 kg/cm ²
Frecuencia	60hz
Rpm	3400 rpm.
Potencia del motor	66 kw
Voltaje	380/ 480 v
Peso	380 kg.

Tabla 3.5 Datos técnicos de las bombas de regulación.

Compresor recíprocante de aire. - La función de estos compresores es introducir aire presurizado a 38 Kg/cm² al sistema de regulación de velocidad, el aire es usado luego para controlar el nivel de aceite en el tanque aire/aceite a presión (VK – 300), este, a la vez, contiene el aceite de regulación para todo el sistema.

El sistema cuenta con dos compresores por unidad generadora, cada uno con interruptores de arranque y paro (36 y 38 Kg/cm² respectivamente). El compresor de respaldo entra en operación cuando el primer compresor recíprocante no es capaz de levantar los kilogramos de presión necesarios, este equipo está automatizado mediante la aplicación de un PLC.



Figura 3.21 compresores reciprocantes M-111 y M.112.

Velocidad	730 rpm
Presión de Trabajo	4 mpa
Voltaje	190/380 V - 230/460 volts
Corriente	33 /17 A - 39/19 A
Rpm	1460/1760.
Frecuencia	50/60 Hz
Temperatura	40 °C

Tabla 3.6 Datos de placa de los compresores Reciprocantes.

Válvulas distribuidoras 26d y 26r. - Su función es permitir el paso de aceite a presión hacia los servos que mueven los álabes del distribuidor (26D) y del rodete (26R), fig. 3.22; como estos servos son pistones de doble efecto, estas válvulas al dejar pasar el aceite por un conducto hacia una cámara del servo permite que por otro conducto se descargue el aceite contenido en la otra cámara del servo hacia el tanque VK-300.

La válvula 26D es gobernada por una válvula piloto, la cual uno de sus cámaras está conectado directamente al tanque VK-311, es decir, mantiene una presión estable de 38 Kg/cm² (cámara inferior), la cámara inferior por diseño es de menor área respecto a la superior, la superior se hace variar la presión de aceite por medio de diversas válvulas.

De tal forma, que cuando la presión en la cámara superior es igual o ligeramente mayor a la inferior, el pistón se desplaza hacia abajo, el vástago del pistón de la válvula de 26D o 26R está conectado al vástago del pistón de la válvula piloto, de forma que cualquier desplazamiento en el pistón de la válvula piloto lo transmite a la válvula 26D, cuando el pistón de la válvula 26D baja, deja pasar aceite al servo para abrir los álabes del distribuidor. Este proceso es igual para la válvula 26R.

Cuando una unidad generadora para, se cierra una válvula que impide el paso a la válvula piloto, como consecuencia se pierde presión en la cámara superior, el pistón sube seguido del vástago del pistón de la válvula 26D, cambia de posición y deja que el aceite regrese al tanque VK-300 cerrando los álabes del distribuidor, en la tabla 3.7 se da a conocer los datos de las válvulas.



Fig. 3.22 Válvulas distribuidoras 26D y 26R.

Marca	ANDRITZ HYDRO
Tipo de Fluido	aceite hidráulico heavy medium
Presión de trabajo	38 kg/cm ²
Material del cuerpo	acero al carbón
Válvula de 5/3 vías	

Tabla 3.7 Datos de las Válvulas Distribuidoras.

3.5 Sistema de achique de agua

La finalidad del sistema de drenaje y achique es la de captar las filtraciones y escurrimientos de agua, tanto de las máquinas como de la construcción misma y canalizarlas hacia el cárcamo de bombeo, de manera tal, que se evite los daños que pueda causar el agua en los diferentes equipos y las posibles inundaciones, ya sea por cuestiones climatológicas (lluvia) o por fugas mayores en los elementos de conducción de agua de las unidades.

El cárcamo de bombeo tiene una capacidad de diseño calculada de tal manera, que se tenga la seguridad en cuanto a la capacidad de almacenamiento de agua y la capacidad de bombeo de la misma, descargando esta agua hacia el canal de desfogue, tomando en cuenta también el desagüe (vaciado) de la conducción principal de agua como es la carcasa espiral y la toma de agua cuando sea necesario realizar esta actividad.

Una vez canalizada el agua de escurrimientos, filtraciones y descarga de la carcasa espiral hacia el cárcamo de bombeo a través de la galería de drenaje, el agua es expulsada hacia desfogue mediante 6 motobombas acopladas a una tubería de descarga común.

Las 6 motobombas están acopladas a un ángulo de 45° respecto al cabezal de descarga, siendo 3 motobombas chicas con una tubería de descarga de 153 mm. De diámetro y 203mm. A la succión, las 3 bombas grandes tienen un diámetro de 355mm. En la tubería de descarga y lo mismo en la succión, descargando en el cabezal común con un diámetro de 610 mm.

El cabezal tiene a la descarga una válvula Check y una derivación hacia el cárcamo de bombeo para el vaciado en una tubería de 305 mm. De diámetro con una válvula de compuerta y una de alivio. Tanto las bombas de 50 HP (figura 3.23) como las de 300 HP (fig. 3.24) tienen a la descarga una junta dresser, una válvula eliminadora de aire y de vacío, válvula de control de bombas, válvula de compuerta y una válvula de alivio de presión.

Entrada de operación de bombas	
Elevación 22.90	arranca una de las bombas de 50 HP
Elevación 23.00	arranca otra de las bombas de 50 HP
Elevación 23.15	arranca una de las bombas de 300 HP
Elevación 23.30	arranca otra de las bombas de 300HP
Elevación 34.00	Señal de alarma y arrancan las bombas de reserva, una de 50 HP y otra de 300 HP.
Paro de bombas	
Elevación 22.00	paran las bombas de 300HP
Elevación 21.50	paran las bombas de 50 HP

Tabla 3.8 arranque y paro de bombas



Fig. 3.23 bombas de achique de agua de 50 hp.

DESCRIPCION DE DATOS	
Marca	FAIRBANKS MORSE, S.A.
Gasto	62 lts/seg
Eficiencia total	70%
Potencia:	50 Hp
Carga dinámica total	41.2m no
Velocidad	1770 rpm
Tipo	centrifuga vertical
Temperatura	40 °c
Lubricación	Por goteo.
Tipo de aceite	Heavy médium
Flujo de diseño:	360lts/seg
Carga de diseño:	4 mca
Carga de gasto:	79.2 mca
No. de pasos	2
Peso	2440kg
Potencia	37.3 kw
Tipo de armazón	APG.
Amperes por línea	224/62 A
Velocidad	1770rpm
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Peso	320 kg
Voltaje	440 Volts

Tabla 3.9 Descripción de datos de las bombas de achique de 50 Hp.



Fig. 3.24 bombas de achique de 300 hp.

DESCRIPCION DE DATOS	
Marca	FAIRBANKS MORSE, S.A.
Gasto	62 lts/seg
Eficiencia total	74%
Potencia:	300 Hp
Carga dinámica total	43 m
Velocidad	1770 rpm
Tipo	centrifuga vertical
Temperatura	60 °c
Lubricación	Por goteo.
Tipo de aceite	Heavy médium
Flujo de diseño:	660lts/seg
Carga de diseño:	43 mca
Carga de gasto:	79.2 mca
No. de pasos	2
Peso	9370kg
Potencia	223.8 KW
Tipo de armazón	A.P.G.
Amperes por línea	342 A
Velocidad	1770 rpm
Fases	3
Frecuencia	60 Hz
Peso	1315 kg

Tabla 3.10 Descripción de datos de las bombas de achique de 300 Hp.

Sistema de achique de agua infiltrada. - El sistema de bombeo de agua infiltrada tiene la función de achicar las fugas de agua que se acumulan en la tapa de la turbina proveniente del sello de carbones, manguitos de los álabes del distribuidor o de las válvulas de aereación.

Las fugas de agua mencionadas anteriormente, se acumulan en el lugar más bajo del adaptador de la tapa de la turbina y de ahí mediante un interruptor flotante de conexión (S361) el cual acciona a la motobomba (M-361) es achicada el agua descargando al desfogue. Se tiene una motobomba de reserva (M-362) para el aumento del nivel del agua infiltrada, ver fig. 3.25, la cual es accionada por el interruptor flotante de contactos (S362), desconectándose al descender el nivel del agua.

En caso de que se incremente el nivel de agua infiltrada aun cuando se trabaje con las dos motobombas, se tiene un interruptor flotante (S363) que manda el paro por falla de la unidad. El equipo de bombeo trabaja independientemente de la marcha de la unidad, siendo indicativo de las infiltraciones la cantidad de agua achicada.



Fig. 3.25 Bombas de achique de agua infiltrada M-361 y M-362.

Sistema de achique de aceite infiltrado. - El sistema de bombeo de aceite infiltrado tiene la finalidad de achicar el aceite infiltrado las varillas del pistón de los servomotores de la rueda distribuidora, válvulas 26D y 26R, del sistema de frenado y restituirlo al tanque de regulación sin presión VK-300. El aceite infiltrado está bombeado por dos motobombas M-371 y M-373, fig. 3.26.

El motor M-371 de la bomba principal es operado por el interruptor flotante (S371) y el motor de bomba de reserva por el interruptor flotante (S372). El motor de reserva está conectado al nivel máximo de aceite infiltrado. Durante la marcha de la bomba de reserva está conectada simultáneamente la señalización del nivel máximo de aceite infiltrado. El equipo de bombeo trabaja independientemente y sin dependencia a la marcha del grupo.

Bombas de achique de aceite infiltrado M-371 y M-372. Las motobombas succionan el aceite infiltrado del tanque colector, el cual se halla colocado en la tapa de la turbina. El tiempo de achicado depende de la cantidad de fugas de aceite, lo cual es también indicativo de las condiciones de operación de la turbina.



Fig. 3.26 Bombas de aceite infiltrado M-371, M-372.

Voltaje	460 – 265 volts
Factor de Potencia	0.85
Corriente	213 amperes
Rpm	1710
Frecuencia	60/50 Hz

Tabla 3.11 Datos de las bombas de aceite infiltrado.

Sistema de Izaje. - En ocasiones es necesario levantar el rotor de la máquina, por ejemplo, para el cambio de segmentos de la chumacera de carga, teniendo para esto un sistema de Izaje. Durante el Izaje del rotor, es necesario observar el control de la presión en el manómetro conectado a la bomba de Izaje (fig. 3.27), si este corresponde al valor de la carga levantada (12 mm) y si el rotor no se ha apoyado en alguna parte.

Para izar el rotor del generador y rodete de la turbina, se usan los gatos de frenado, siendo operadas mediante una bomba manual o una bomba con motor eléctrico, para esto la turbina del sistema de frenado debe estar completamente llena de aceite.



Fig. 3.27 Bomba de Izaje.

Caudal	4 l/min
Presión	150 bar
Capacidad del depósito de aceite:	35 lts
Voltaje	480 v
Frecuencia	60 Hz
Potencia	2.2 KW

Tabla 3.12 Datos de las bombas izaje.

Sistema de agua de enfriamiento. - El sistema de agua de enfriamiento en las unidades fig. 3.28, tiene la finalidad de mantener los rangos de temperatura permisibles en los diferentes elementos que componen la unidad, a fin de garantizar el funcionamiento correcto de estos en cuanto a fallas ocasionadas por el incremento de temperatura se refiera.

Se cuenta con un flujo de agua corriente continuo tomado del agua que alimenta a la turbina, teniendo una serie de dispositivos y equipo para el control y supervisión de el correcto funcionamiento de este sistema. La alimentación general del agua de enfriamiento, es tomada de la carcasa espiral a través de una válvula hidráulica operada por una electroválvula, y la presión corresponde a la caída existente entre aguas arriba y piso de turbinas.

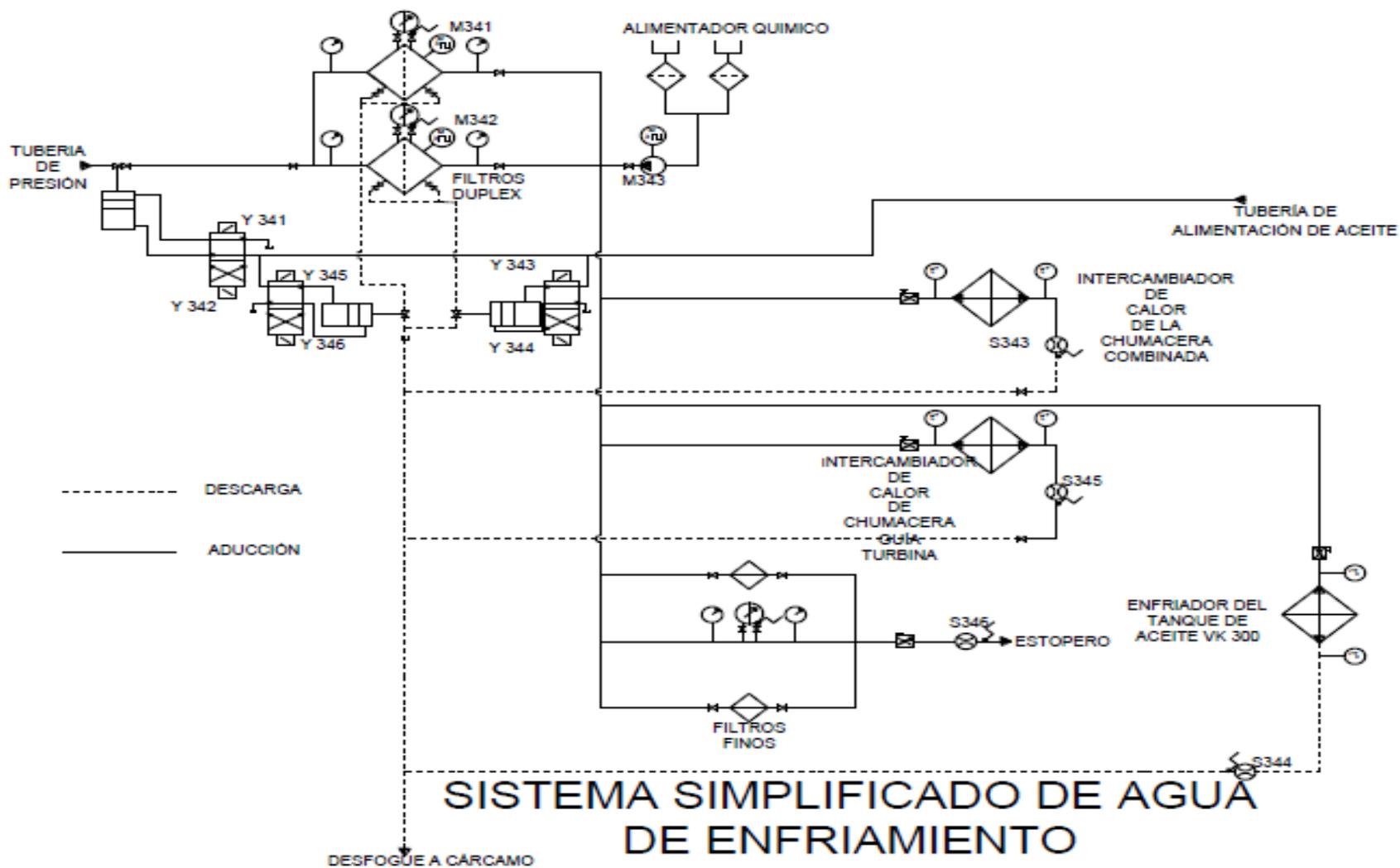


Fig. 3.28 Sistema de agua de enfriamiento.

3.6 Sistema de protección del generador

El generador eléctrico posee características especiales que hacen necesario contar con un esquema de protección diferente al empleado por otros equipos del sistema eléctrico. El sistema de protección con que cuenta el generador tiene la finalidad de detectar rápidamente cualquier falla o condición anormal y provocar la apertura inmediata de los interruptores de máquina y medio para aislarlo del resto del sistema eléctrico.

El uso de este sistema de protección se justifica por las siguientes razones: La reparación de una falla en el generador requiere de tiempo y es costosa, por eso se debe minimizar o eliminar los daños cuando una falla se presente, El margen de tolerancia para operar el generador fuera de los límites nominales, es mucho menor que en cualquier otro equipo eléctrico, La transferencia de energía al sistema eléctrico se hace de una forma más segura y confiable.

El sistema de protección del generador está constituido por relevadores de alta sensibilidad que lo protegen contra diversos tipos de fallas como pueden ser, fallas internas, fallas en el equipo auxiliar, fallas externas o condiciones anormales del sistema eléctrico nacional y contra cualquier posible combinación de éstas. Algunos de los disparos producidos por los relevadores de protección son los siguientes:

Disparo simultáneo. - Este disparo provoca el cierre de los elementos de admisión de agua a la turbina, la apertura de interruptores de máquina y del interruptor de campo del generador. El disparo simultáneo es aplicable para todas las fallas de alto grado del generador.

Disparo del generador. - Este disparo provoca simultáneamente la apertura de los interruptores de máquina y del interruptor de campo del generador, pero deja a la turbina girando a la velocidad de régimen. Este disparo proporciona un alto grado de protección para el generador, al igual que el disparo simultáneo, si la unidad tiene condiciones para entrar en línea después del disparo y, si la causa del mismo es rápidamente identificada y restablecida, es posible re-sincronizar en un corto tiempo.

Disparo del interruptor principal. - En este caso se abren los interruptores de máquina, pero no el interruptor de campo y tampoco se dispara la turbina. Tiene ventajas similares al disparo del generador y, cuando la falla permite que se pueda mantener la excitación, también permite sostener el consumo de servicios propios, si no se ha realizado en automático.

Disparo secuencial. - En este caso es la turbina la que dispara inicialmente y, una vez que se cierran las válvulas de admisión de agua, al operar el relevador de potencia inversa se produce la apertura de los interruptores principales con un retardo. Una vez abiertos los interruptores principales, abrirá el interruptor de campo.

Los problemas que pueden ocurrir en un generador eléctrico son los siguientes: Sobre corriente del estator, falla entre fase y tierra, falla entre fases del estator, sobre voltaje, alta relación Volt-Hertz, sobrecalentamiento del campo, falla a tierra en el rotor, pérdida de excitación, errores de sincronización, motorización, pérdida de enfriamiento del estator, puntos calientes en el rotor, desbalance en corrientes de armadura, pérdida de sincronismo, operación con alta o baja frecuencia.

Protecciones primarias. - Las protecciones primarias deberán invariablemente provocar el disparo simultáneo del turbogenerador. El generador eléctrico cuenta con relevadores de protección primaria que detectan las fallas eléctricas propias del generador, o ajenas que le pudieran afectar directamente ya sean monofásicas, entre fases, circuitos abiertos, desbalances, pérdida de campo, así como respaldos para fallas externas.

En esta unidad se protege al generador mediante el relevador SEL 300G1 como Protección Primaria 1, y se cuenta con redundancia mediante el relevador SEL 300G2 como Protección Primaria 2, en caso de falla del esquema de la Protección Primaria 1.

Protecciones de respaldo. Existen protecciones que actúan como respaldo para fallas y operan dentro de dos zonas. La Zona 1 con retardo, que comprende desde el lado neutro del devanado del generador hasta el transformador principal. La Zona 2 con mayor retardo, desde el lado neutro del devanado del generador, hasta la línea más corta del sistema de potencia, estas protecciones pueden ser primarias o secundarias dependiendo del origen de la falla.

Protecciones secundarias. En caso de fallas menores, que no afectan directamente al generador eléctrico, se colocan dispositivos de protección llamados protecciones secundarias que realizarían la desconexión o aislamiento de la falla, afectando lo mínimo posible la operación del generador.

Protecciones del generador eléctrico: Protección de Impedancia o relevador de distancia (21G). - Esta protección actúa como respaldo para fallas entre fases. Opera en las dos zonas, la Zona 1, desde el lado neutro del devanado del generador, hasta el transformador principal. La zona 2, desde el lado neutro del devanado del generador, hasta la línea más corta del sistema de potencia.

Protección de sobrecitación (24G). - Este relevador detecta alta densidad de flujo magnético no permisible en el núcleo del generador que puede llegar a presentarse en caso de un incremento de tensión y/o baja frecuencia. La densidad de flujo por encima del valor nominal satura el núcleo lo que podría provocar que el generador se

sobrecaliente. La protección contra la sobreexcitación procesa la relación entre la tensión y la frecuencia (V/f) con respecto a sus valores nominales.

Verificación de sincronismo (25G). - Este relevador se encuentra activo en la Protección Primaria 1. Su propósito consiste en encontrar el instante en que las tensiones de ambos lados del interruptor de máquina están en sincronismo. Las condiciones de sincronismo se alcanzan cuando las tensiones de ambos lados del interruptor tienen la misma frecuencia, están en fase y son de magnitudes correspondientes a las líneas de tensión a la cual se conecta al Sistema Eléctrico Nacional.

Límites de parámetros de sincronismo del generador eléctrico. - El Límite bajo de voltaje está ajustado en 92.7 % del voltaje nominal de fase, que está basado en la condición más crítica de la máquina como condensador síncrono. El límite alto de voltaje está ajustado al 105 % del voltaje nominal de fase. El límite bajo de frecuencia es de 0.05 Hz por abajo de la frecuencia nominal y el límite alto de frecuencia es de 0.25 Hz por arriba de la frecuencia nominal.

El tiempo de espera para la sincronización es de 4 minutos. Si este tiempo se rebasa y la unidad aún no ha sido sincronizada, se aborta la secuencia de sincronización automática y la unidad queda rodando y excitada, con posibilidad de sincronizarse manualmente. La función de verificación de sincronismo se deshabilita al cerrar el interruptor propio y el interruptor medio de la máquina.

Protección de potencia inversa (32G). - Donde hay varios generadores trabajando en paralelo puede ocurrir que uno de ellos empiece a trabajar no como generador sino como motor, para evitarlo el relevador de potencia inversa manda sacar del sistema al generador cuando el relevador 32G detecta que la unidad está consumiendo una potencia de al menos un 4% de la potencia nominal. Sin embargo, cuando la unidad se transfiere al modo Condensador, el relevador 32G queda deshabilitado.

Protección de pérdida de campo (40G). - Este relevador protege al generador contra una pérdida de excitación, para evitar daños a la máquina y las consecuencias en la operación del sistema eléctrico nacional. Opera en la Zona 1 y la Zona 2 con ajustes diferentes.

Protección de secuencia negativa (46G). - Este relevador se usa como protección de respaldo para condiciones de desbalance de corriente, ya que esta falla produce calentamiento en el rotor del generador debido a la corriente de secuencia negativa y depende del tiempo de duración. Opera en la Zona 1 y en la Zona 2 con ajustes distintos.

De acuerdo a la representación de las componentes simétricas de las condiciones del sistema desbalanceado, las corrientes en el estator del generador pueden ser descompuestas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa de las corrientes desbalanceadas induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor que fluye a través de los anillos de

retención, los slot de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altamente dañinas en muy corto tiempo.

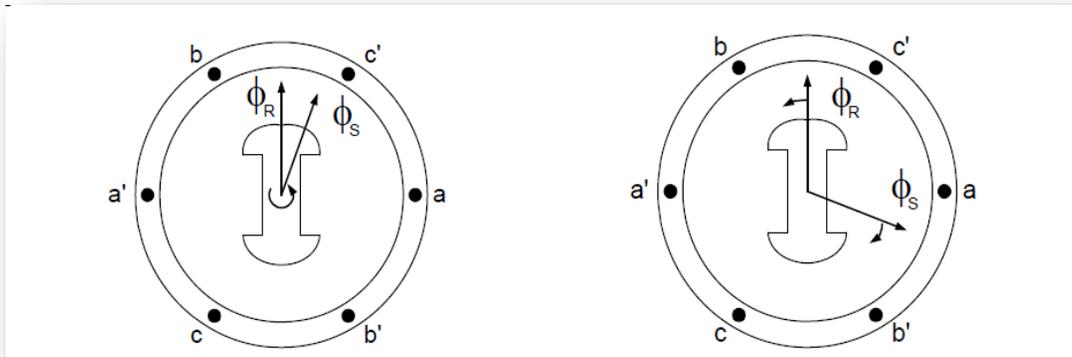


Fig. 3.29 Influencia del flujo de corrientes de secuencia negativa y positiva en una máquina rotativa.

La Fig. 3.29 ilustra la influencia del flujo de las corrientes de secuencia positiva y de secuencia negativa en una máquina rotativa. Cuando las corrientes de secuencia positiva fluyen en el estator de una máquina rotativa (lado izquierdo en la Figura 14), el flujo del rotor (ϕ_R) y el flujo del estator (ϕ_S - suma de los flujos de fase) giran en la misma dirección.

Para un generador, los dos flujos giran básicamente a la velocidad síncrona (ω_s) con una pequeña diferencia de ángulo entre los dos. Idealmente, no hay inducción de corrientes en el rotor. Para un motor de inducción, los dos flujos giran normalmente a casi la misma velocidad. El flujo del estator (ϕ_S) gira a la velocidad síncrona, pero el flujo del rotor (ϕ_R) gira a una velocidad casi sincrónica, la diferencia entre las dos velocidades es la frecuencia de deslizamiento.

La diferencia entre los flujos de estator y rotor induce el flujo de corriente en el rotor, para el generador, esta inducción es insignificante; para el motor, la inducción es proporcional a la frecuencia de deslizamiento ($s = (f_s - f_r)$), que es un número muy pequeño. Cuando las corrientes de secuencia negativa fluyen en el estator de una máquina rotativa, el flujo del estator (ϕ_S) gira en una dirección diferente y opuesta a la del flujo del rotor (ϕ_R), como se ilustra en el lado derecho de la Figura 5.1.

La diferencia entre la rotación para el generador de inducción es un equivalente de corrientes con el doble de la frecuencia síncrona: $f_s - (-f_s) = 2f_s$. Para el motor, las corrientes del estator inducen tensiones en el rotor proporcional a: $(-f_s - f_r) = -(2f_s - s)$, de nuevo, muy cerca de dos veces la frecuencia síncrona. El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla.

Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención

se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. Ambas fallas dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo.

Protección de sobre voltaje (59G). - Protege al generador contra una sobretensión trifásica, la alarma opera al 110 % del voltaje nominal y provoca el disparo de la unidad. Se puede mencionar que se proporciona al generador debido a que al haber una pérdida de carga, el generador está sujeto a una sobre velocidad. Para es este tipo de falla, se prefiere mantener rodando al generador para volver excitar y resincronizar.

Protección por desbalance de voltajes (60G). - Este relevador bloquea las protecciones que pudieran operar cuando disminuye el voltaje de alguna de las fases por problemas en la alimentación eléctrica desde TC's y TP's y que tienen corriente de operación, como es el caso del 21G, 24G, 32G y 40G, en la fig. 3.30 se muestra el diagrama de protección 60G.

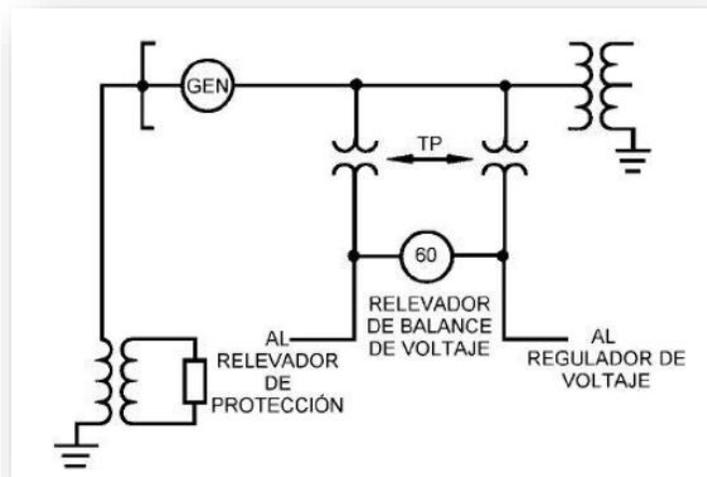


Fig. 3.30 Diagrama de protección 60G.

Protección de sobre voltaje en el neutro (64G). - Protege al generador contra fallas a tierra por medio de la medición de voltaje en el neutro del generador. Básicamente tiene el funcionamiento de una protección 59 por sobre voltaje, ya que censa el voltaje del neutro del generador, al circular una corriente en el devanado primario por falla a tierra. También puede operar por falla a tierra en el devanado primario del transformador de potencia, en el transformador de servicios propios, en el transformador de excitación y en el gabinete de protección por sobretensiones.

Protección diferencial (87). - Es la protección más rápida con que cuenta un generador y lo protege contra fallas entre fases, que es la más severa. Opera por diferencia de corriente, ya que la corriente que entra es igual a la que sale, pero cuando la suma de corrientes excede un valor determinado, opera el relevador.

Protección de bloqueo sostenido del generador 86G. - Tiene la función de sostener y/o replicar los disparos eléctricos que provienen de las protecciones del generador, como el SEL 300 y SEL 387. Una vez operado el relevador 86G, impide el rodado de la máquina mientras no sea restablecido manualmente, siempre y cuando haya restablecido la causa que la operó.

Protección diferencial de grupo SEL 387GT. - Protege al grupo Generador-Transformador-Bahía contra fallas entre fases. Las mediciones de corriente se realizan en el lado neutro del generador, en el lado fase, entre el interruptor de máquina y el Bus 1 de 400 KV y después del interruptor medio en la subestación de 400 KV.

Protección de sobretensión. - Es efectuada por un sistema de corto circuito total llamado Crowbar. Este dispositivo conecta un juego de resistencias a los devanados del rotor, para reducir rápidamente la corriente de excitación del generador en caso de sobretensión causada por un cortocircuito entre los bornes del generador.

Relevador SEL 387E. - Protege al transformador de excitación contra fallas entre fases o monofásicas, incluyendo la protección por sobre corriente 50/51 (instantánea y temporizada). El relé de diferencial de corriente y voltaje SEL-387E proporciona protección a transformadores de energía de dos o tres devanados. Las entradas de voltaje para medición de energía, protección contra sobreexcitación y corte de carga de sobre/baja frecuencia proporcionan soluciones versátiles para la protección de aparatos de energía

Protección 51Q1 y 51Q2. - Protege en caso de una sobre corriente de secuencia negativa en los devanados de alta y baja tensión del transformador de excitación. Está calibrada al 70% de la corriente nominal. También conocida como protección de sobre corriente, es decir, para un nivel de corriente excesivamente alto el relé "cuenta" cierto tiempo y luego envía una señal de disparo o alarma para proteger el sistema.

Relevador 49. – estos suelen llamarse relevadores térmicos de sobrecarga, es una protección por sobre temperatura en devanados del transformador de excitación. Opera una alarma en 100 °C y el disparo de unidad en 120 °C, es conveniente que el transformador pueda soportar algunas sobrecargas de una magnitud y con una duración que no lo dañen.

Relevador 64F. – Es un equipo relé detector de tierra detecta motivos en los circuitos normalmente sin conexión a tierra, como un campo bobinadora. Estas fallas a tierra deben ser detectadas y eliminadas de inmediato, ya que una segunda falla podría causar grandes daños en el devanado de campo. Protege por falla a tierra del devanado de campo del generador, con un ajuste de voltaje de 220 VCA.

Relevador 76. - Actúa por sobre corriente en el devanado de campo y el ajuste de tiempo excesivo de excitación supervisa que el voltaje de la unidad alcance su valor nominal en un determinado tiempo.

Protección SEL 2030. - El relevador SEL 2030 es un multiplexor al cual se conectan y comunican los relevadores de protección del generador eléctrico, permitiendo con esto el manejo de la información a través de los sistemas de automatismo, además, recibe las magnitudes de temperatura adquiridas por los dispositivos SEL 2600, y envía la información al sistema de control automático de la central para que este tome las decisiones necesarias en cuanto a alarmas y disparos de unidad.

Las mediciones de temperatura en los devanados del estator, chumaceras y transformador principal, envían su señal a los SEL 2600. Estos relevadores convierten la señal recibida a una señal digital, que es enviada al SEL 2030.

Protección por corrientes en la flecha ABB RARIC. Su función es recibir la corriente que pudiera circular por la flecha del generador y envía disparo de la máquina si supera cierto valor.

Protección de neutro del transformador elevador (51NT). - Es una protección para el transformador elevador fig. 3.32, cuyo objeto es librar fallas a tierra en el sistema de alta tensión en caso de que no se haya disparado a tiempo el interruptor más próximo a la falla. Indirectamente, es una protección para el transformador, pues cualquier falla a tierra sostenida en el lado de alta tensión se reflejara en el generador como falla entre fases, y causará calentamiento en el rotor por corriente de secuencia negativa.

Su operación se basa en utilizar la contribución a la corriente de falla que circula de tierra al neutro del embobinado de alta tensión del transformador elevador de la unidad. La protección es proporcionada por un relevador de sobre corriente conectado al secundario de un transformador de corriente intercalado en la conexión de neutro a tierra del transformador de potencia. La conexión básica del esquema se muestra en la fig. 3.31 siguiente (si se trata de un transformador trifásico).

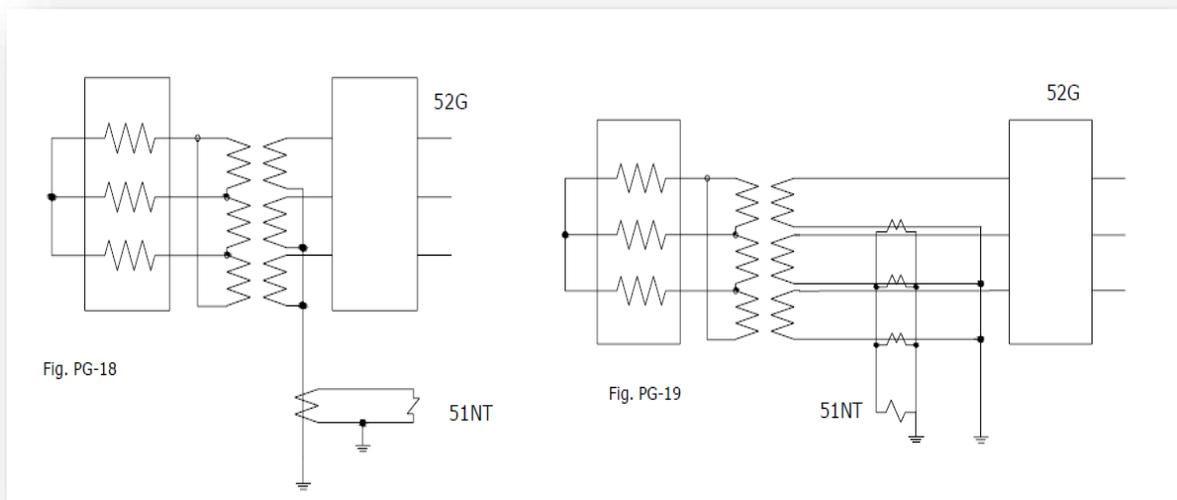


Fig. 3.31 Conexión básica de la protección (51NT) de un transformador trifásico.

Esta conexión puede usarse también en bancos de transformadores monofásicos, pero implica llevar la conexión de neutro aislada de tierra antes de pasar por el transformador de corriente. Por arreglo físico de la subestación generalmente es más fácil conectar el neutro de cada transformador monofásico a tierra y emplear transformadores de corriente tipo bushing en el lado neutro.

Protección de falla de interruptor (50FI). - Un esquema de falla de interruptor necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor del generador, pero el interruptor falla al operar. Debido a las sensibilidades requeridas para la protección del generador, respaldar la falla del interruptor de generador por relés de la terminal remota no es posible. Se requiere falla de interruptor local.

La protección de falla de interruptor prevé el disparo de los interruptores de respaldo si una falla o condición anormal es detectada por los relés de protección y el interruptor del generador no abre después de la iniciación del disparo. En todos estos esquemas, cuando los relés de protección detectan una falla interna o una condición de operación anormal, intentarán disparar al interruptor del generador y al mismo tiempo iniciar el timer de falla de interruptor fig. 3.32.

Si un interruptor no libera la falla o condición anormal en un tiempo especificado, el timer disparará a los interruptores necesarios para remover al generador del sistema. Para iniciar el timer de falla de interruptor, debe operar un relé de protección y un detector de corriente o un contacto "a" del interruptor debe indicar que el interruptor ha fallado al abrir.

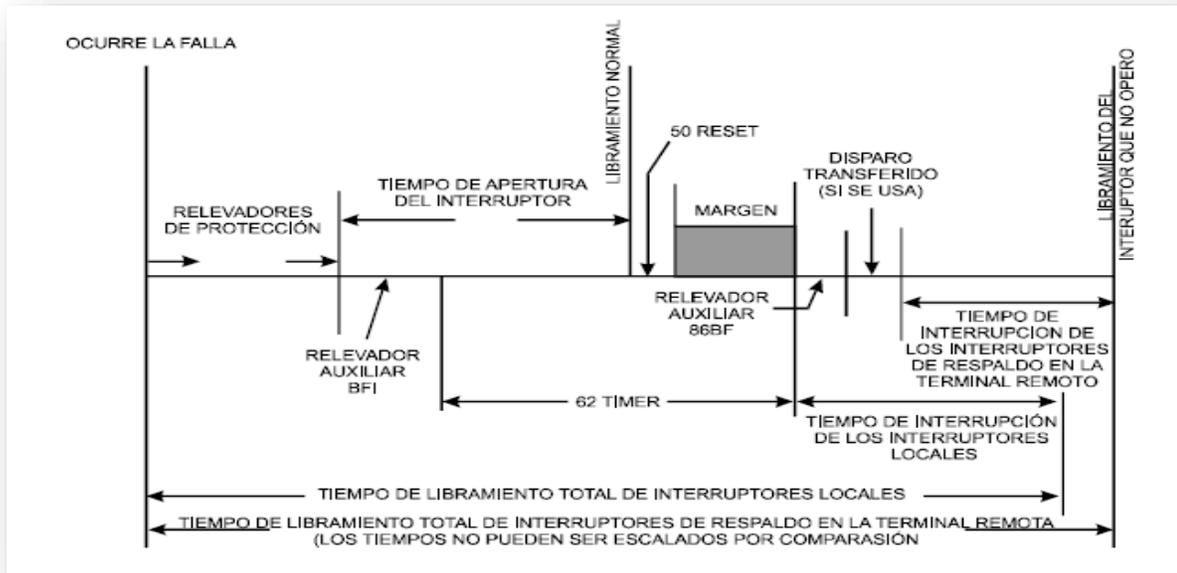


Fig. 3.32 Coordinación del Tiempo de Falla de Interruptor.

La guía CFE G0100-07 propone la siguiente lógica de falla de interruptor:

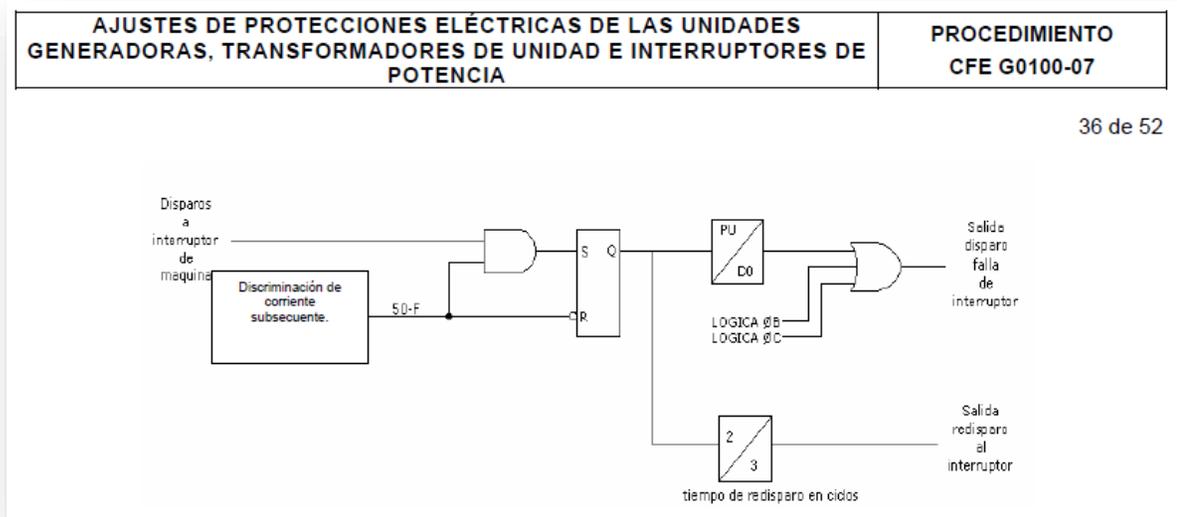


Fig. 3.33 Diagrama lógico de la protección por falla de interruptor con detección por corriente.

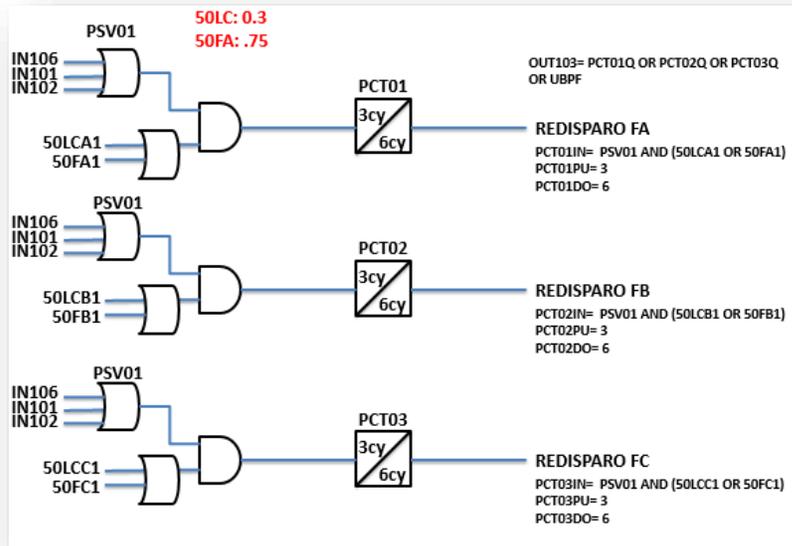


Fig. 3.34 Lógica de Disparo de interruptor.

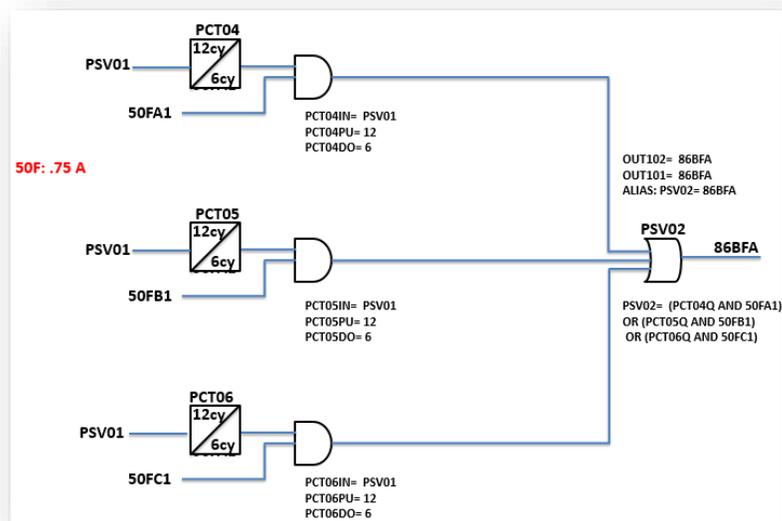


Fig. 3.35 Lógica de falla de interruptor.

Descripción y características de las subestaciones. - Los se's 13.8, 115 y 230 KV se localizan en la margen izquierda de la central, se componen de 2 plataformas, la primera de servicios propios y auxiliares 115/13.8/0.48 KV en la elevación 90.35, equipados con 2 bahías que interconectan en 115 KV con las subestaciones de malpaso i y mezcalapa, la segunda elevadora 13.8/230 KV.

Con la elevación 80.35 con un arreglo de interruptor y medio, equipada con 5 bahías que interconectan en 230 KV, con las subestaciones malpaso II y kilómetro 20, con 2 bahías cada una y a la subestación cárdenas II con una bahía. Esta subestación opera con 7 líneas de transmisión que llegan y salen, siendo estas las siguientes:

Nomenclatura	Voltaje	Obvs
PEA-93970	230 KV	PEÑITAS-CÁRDENAS II
PEA-93910	230 KV	PEÑITAS-KLV
PEA-93930	230 KV	PEÑITAS-MALPASO II
PEA-93940	230 KV	PEÑITAS- MALPASO II
PEA-93920	230KV	PEÑITAS- KLV
PEA-73900	115 KV	PEÑITAS-MEZCALAPA
PEA-73910	115KV	PEÑITAS-MALPASO I

Dentro de esta central se tiene una subestación de 115/13.8 KV para la alimentación de servicios propios de la planta y subestaciones. Esta tiene un arreglo de bus sencillo, con cuchillas de BY PASS para dejar fuera, en caso necesario tanto al interruptor de línea como al interruptor de banco (ver diagrama unif. 115 KV de la figura 3.36).

Dicha subestación está alimentada por dos líneas de transmisión que llegan de las subestaciones malpaso I a través de la L.T. 73910 y mezcalapa a través de la L.T. 73900, mismos que llegan al bus principal y este alimenta a dos transformadores de potencia trifásicos con relación 115/13.8kv.con nomenclatura TSE-1 y TSE-2 respectivamente.

TSE-1 y TSE 2(transformadores de servicios propios):	
Capacidad	5/6.25 MVA
Tipo de enfriamiento	OA/FA
relación	115/13.8 KV
Conexión	Delta/estrella
Marca	IESA

Tabla 3.13 Característica de los trasformadores de servicios propios.

Estos transformadores alimentan al bus principal de 13.8 kv en la cual se tienen 6 bahías, 3 circuitos alimentados por el TSE-1 y 3 por el TSE-2 distribuidos de la siguiente manera: Bahía n°1 circuito 4010 alimenta al campamento y poblado de plan de Ayala y la Bahía n°2 circuito 4020 alimenta a vertedores.

Bahía n°3 y 4 circuitos 4030 y 4040 que alimentan a dos transformadores tipo seco 13.8/0.48 kv, capacidad de 2500kva. Para que estos a su vez alimenten al tablero de servicios generales que se encuentra en casa de máquinas, alimentando a los buses de 480 volts (denominados bus par y bus non), de estos sale la tensión para alimentar la subestación compacta; Bahía n°.5 circuito 4050 alimenta a vertedores, Bahía n°.6 circuito 4060 reserva.

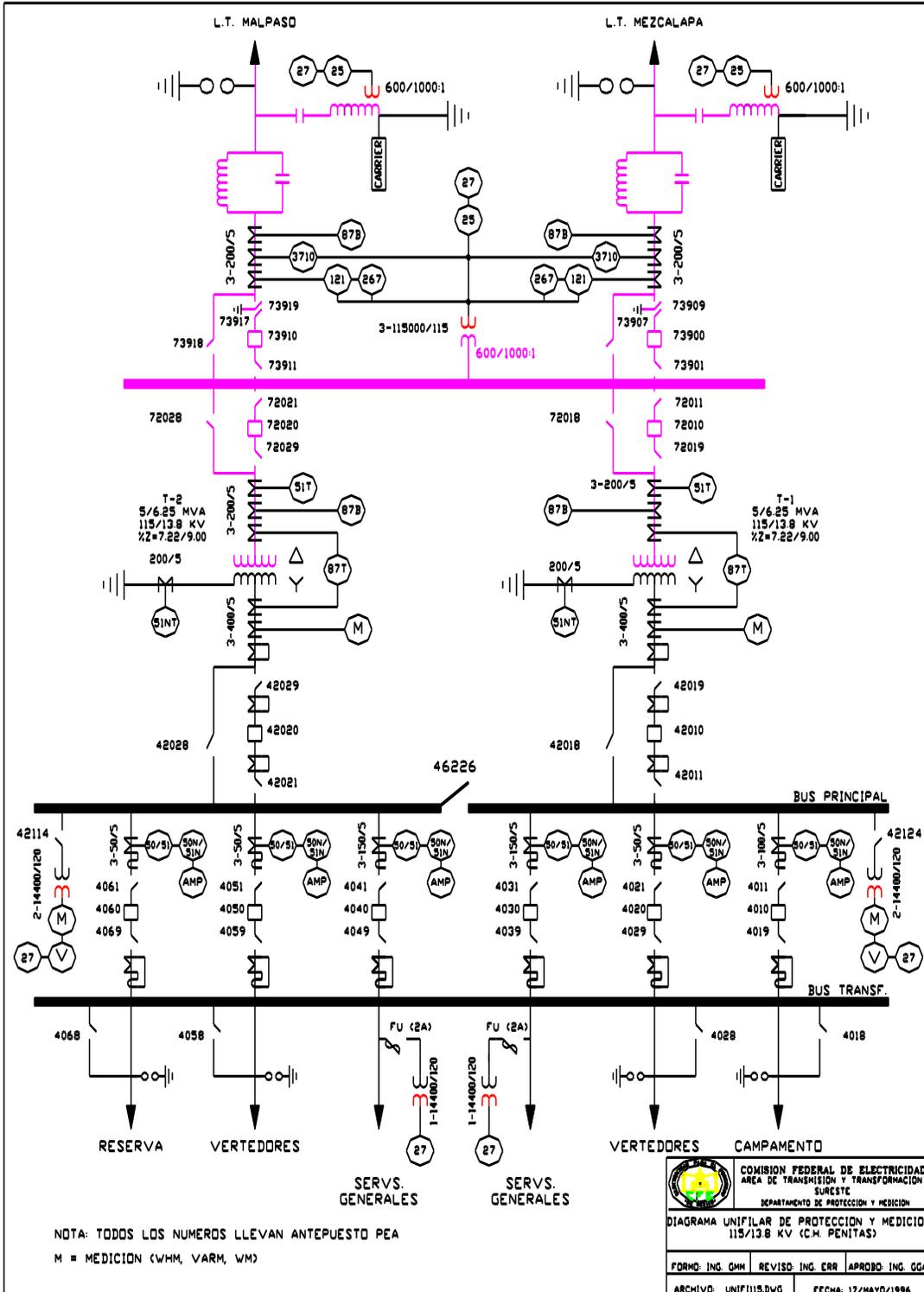


Fig. 3.37 Diagrama unifila de proteccion y medicion de 115/13.8 KV.

3.7 Prueba sincronizada de la unidad a la red nacional

La frecuencia del generador de la unidad debe ser igual a la del sistema eléctrico nacional.
- Si la frecuencia de los voltajes que compara el sincronoscopio son iguales, el indicador quedará en una posición fija. Pero si son diferentes, la aguja girará en el sentido de SLOW o de FAST dependiendo si el generador gira más lento o más rápido que el sistema eléctrico nacional.

Correcto ángulo de fases. - El ángulo de fases se iguala cuando la onda senoidal del sistema entrante (o de la unidad) y del sistema de referencia son iguales, aunque para sincronizar se permite hasta 3 minutos de error en un reloj convencional (9° eléctricos).

El voltaje de la unidad debe ser igual en magnitud con el del sistema eléctrico nacional.- Se compara el voltaje de salida del generador con el voltaje correspondiente del sistema, de tal manera que estos tengan la mínima diferencia, en caso contrario no se debe sincronizar la unidad.

Normalmente la sincronización se recomienda efectuarla cuando la frecuencia del generador va ligeramente arriba de la del sistema (FAST) y la aguja del sin cronoscopio gira en el sentido de las manecillas de un reloj. A continuación se describen las consecuencias de sincronizar la unidad con estos tres parámetros desviados.

PARÁMETRO DESVIADO	CONSECUENCIAS
1) Sincronizar con Voltaje mayor que el del sistema (criterio no mayor del 2.5% del voltaje nominal).	El AVR tiene su punto de ajuste por encima del voltaje del sistema; por lo tanto se aportan reactivos al sistema.
2) Sincronizar con voltaje menor que el del sistema (criterio no menor del 2.5% del voltaje nominal).	El AVR tiene su punto de ajuste por debajo del voltaje del sistema; por lo tanto se absorben reactivos al sistema.
3) Sincronizar con frecuencia mayor que la del sistema (criterio no mayor de 0.05 Hz)	El generador se conecta e inmediatamente aporta energía al sistema (efecto deseable).
4) Sincronizar con frecuencia menor que la del sistema (criterio no menor de 0.25 Hz)	El generador se conecta instantáneamente como motor y es necesario tomar carga de manera inmediata ya que está motorizado (efecto indeseable).
5) Sincronizar fuera de fase (criterio fuera del rango de $\pm 9^\circ$ eléctricos equivalente a ± 3 minutos de un reloj convencional).	El generador se conecta en corto circuito, con posible disparo por sobre corriente o por alguna protección primaria (efecto indeseable). El generador eléctrico puede resultar severamente dañado.

Descripción funcional. - Cuando el turbogenerador se encuentre en proceso de rodado se observa que se induce un ligero voltaje, debido al flujo magnético residual en los polos del generador, de tal manera que al alcanzar la velocidad nominal (112.5 rpm) esta inducción alcanza 0.2 KV en las terminales de salida.

De acuerdo con el procedimiento de operación general, antes de iniciar la secuencia de rodado de la unidad, se debe de revisar los equipos del sistema de excitación, transformador principal, interruptores y cuchillas de la unidad y, una vez cumplidos las condiciones previas, iniciar la secuencia de rodado de la unidad.

Cuando la unidad alcanza el 90% de la velocidad nominal (101 rpm), automáticamente se cierra el interruptor de campo y la excitación inicial aumenta el voltaje hasta que se desconecta en el 70% del voltaje nominal (9.66 KV), valor en el cual ya se auto sostiene la excitación a través del transformador de excitación. Cuando la unidad alcanza la velocidad nominal (112 rpm), el voltaje deberá ajustarse por el AVR en 13.8 KV o en el valor correspondiente al de la bahía.

Para sincronizar la unidad previamente debe estar la turbina con velocidad de 112.5 rpm, el generador excitado a 13.8 KV y al cumplirse el ángulo de fases en $\pm 9^\circ$ eléctricos, verificar que la unidad se sincronice tomando una carga mínima de 1.5 MW. A partir de este momento, el Operador podrá aumentar la demanda de carga de la unidad generadora en el valor que CENACE lo solicite, incluso conectar la unidad al control automático de generación (AGC).

3.8 Eficiencia energética e impacto ambiental de los generadores síncronos

La ley de la conservación de la energía establece que ésta no se crea ni se destruye, sólo se transforma. Cuando una forma de energía se transforma en otra, se produce una pérdida de energía aprovechable, es decir, tales transformaciones no son eficientes.

El concepto de eficiencia energética tiene que ver con la cantidad de energía útil que se puede obtener de un sistema o de una máquina. Así también, este concepto se refiere a todas las acciones que tengan como objetivo una reducción económicamente factible de la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de una instalación determinada, asegurando un nivel de calidad igual o superior, y una disminución de los impactos ambientales.

Actualmente, en México se han diseñado políticas públicas para el aprovechamiento sustentable de la energía, basadas en el fortalecimiento del marco normativo (Normas Oficiales Mexicanas) en materia de eficiencia energética y por medio de la implementación de programas de transición energética.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 indica que el mayor impacto de las acciones de eficiencia energética se obtiene a través de la utilización de equipos con mayores niveles de eficiencia energética, y la aplicación de buenas prácticas y hábitos operativos de los equipos en relación al uso de energía.

Debido a esto y considerando que las máquinas eléctricas rotatorias, que incluyen principalmente motores y generadores eléctricos, representan el equipo eléctrico de mayor consumo y generador de energía eléctrica en el país. La Gerencia de Equipos Eléctricos (GEE) del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) lleva a cabo proyectos relacionados a la evaluación de la eficiencia energética de motores de gran capacidad y generadores eléctricos utilizados en centrales de generación.

La evaluación de la eficiencia energética de motores de gran capacidad forma parte de proyectos para lograr la eficiencia energética por el lado de la demanda, los cuales incluyen acciones y prácticas dirigidas a reducir la demanda de energía. La evaluación de la eficiencia energética de generadores eléctricos utilizados en centrales de generación forma parte de proyectos de eficiencia energética.

Como parte de las acciones y estrategias necesarias para cumplir con el objetivo de reducir las pérdidas técnicas en las centrales de generación, la GEE realiza diagnósticos energéticos de motores eléctricos de media tensión utilizados en los servicios propios de estas plantas, mediante metodologías basadas en mediciones en línea de parámetros de operación.

El cálculo de la eficiencia energética de los motores se realiza con base al método Ontario Hydro modificado (IEEE 112 Método "E" de pérdidas segregadas modificado). De este análisis energético (consumo motores actuales vs. consumo con motores propuestos) se realiza la propuesta de sustitución de los motores que incrementan la eficiencia y confiabilidad de su operación, y permiten reducir el consumo de energía en los servicios propios de las unidades generadoras.

Estas propuestas de ahorro energético se evalúan económicamente para determinar su viabilidad. En México existen centrales hidroeléctricas cuyos generadores eléctricos cuentan con varios años de operación y algunos de éstos han sido rehabilitados, modificados o lo serán a corto plazo, por lo que sus parámetros de diseño originales han sido o serán cambiados, afectando su eficiencia energética.

Actualmente, la eficiencia energética del generador es un parámetro utilizado para los análisis relacionados a la gestión de las centrales generadoras y se utiliza para dar soporte técnico a la toma de decisiones relativas a las actividades de mantenimiento, rehabilitación, sustitución y operación eficiente de estos equipos.

La eficiencia de un generador eléctrico es la relación que existe entre su potencia eléctrica de salida y su potencia de entrada, bajo condiciones específicas de operación. En máquinas pequeñas, dichas potencias pueden ser obtenidas de manera directa con medidores de par mecánico y medidores de potencia eléctrica. Sin embargo, en equipos más grandes, donde la potencia mecánica no puede ser medida directamente, se requiere de métodos de prueba distintos para obtener la llamada eficiencia convencional.

Las normas IEC incluyen cuatro métodos principales para la determinación de la eficiencia energética en generadores eléctricos, uno de los cuales es el método calorimétrico, que puede ser usado en máquinas enfriadas por aire que circula a través de un sistema abierto o cerrado y es descrito en detalle en la norma IEC 34-2A. Para la evaluación de la eficiencia de generadores, la GEE utiliza este método que se basa en el hecho de que las pérdidas en el generador son iguales al calor disipado a través del medio de enfriamiento.

Todas las pérdidas de la máquina aparecen en forma de calor. La mayor parte del calor generado en condiciones de carga es removido del generador por el medio refrigerante, lo cual significa que las pérdidas pueden ser determinadas principalmente con base en la diferencia de temperatura a la entrada y a la salida del sistema de enfriamiento, más el calor perdido por radiación y convección en las superficies del generador.

Impacto ambiental. - Sobre el medio físico. - Ocupación de terrenos, cambio de usos del suelo y pérdida de suelos fértiles, alteraciones paisajistas, incidencia sobre el microclima (suavización de temperaturas). Sobre el régimen fluvial. Los efectos pueden ser diferentes, aguas arriba, en el propio embalse y aguas abajo, afectando tanto el régimen del cauce como a la calidad del agua. Aguas arriba, el embalse disminuye la velocidad de la corriente, con el efecto beneficioso de una laminación de avenidas. Al mismo tiempo, favorece la sedimentación de materiales arrastrados, pero normalmente los efectos en este tramo no suelen ser muy acusados.

En el agua embalsada, la incidencia puede ser más importante, al modificarse las propiedades físicas y químicas del agua. Un primer efecto es la retención de la mayor parte de los sólidos transportados por la corriente que, a largo plazo, puede dar lugar a una reducción de la capacidad útil del embalse (aterramiento).

El aumento del contenido en sales del agua embalsada se debe a la inundación de las laderas. Este efecto puede ser acusado en los primeros tiempos de operación aunque a continuación se amortigua. La eutrofización consiste en un crecimiento anormal de plancton y algas debido al aporte elevado de nutrientes (principalmente fósforo y nitrógeno). Ello modifica el equilibrio de la flora y fauna del sistema hídrico, provocando una disminución de los niveles de oxígeno, pérdida de transparencia, coloración, putrefacción de organismos, etc., que pueden llegar a dañar gravemente a la población piscícola.

En la mayor parte de los embalses (sobre todo en zonas templadas) puede producirse en ciertas épocas del año una estratificación del agua que reduce los procesos de mezcla y homogeneización, lo que ocasiona una disminución en la oxigenación y favorece la eutrofización, (las operaciones de descarga crean turbulencias que compensan parcialmente ese efecto).

En el tramo aguas abajo de la presa, el régimen de explotación del embalse debe llevarse a cabo de forma que se garantice la conservación de la fauna y de las características paisajísticas de esa zona del río. Por ello, ha de respetarse en todo momento un caudal mínimo de mantenimiento, denominado a veces caudal ecológico.

Sobre el medio natural. - La construcción de un embalse, aparte de una incidencia directa sobre la vegetación de la zona inundada, puede inducir a ciertas modificaciones en las especies ribereñas y un cambio en la disponibilidad del agua y, naturalmente, en el aspecto paisajístico.

También influye sobre la fauna terrestre y acuática. En la primera, la destrucción de hábitat puede dar lugar a la migración de ciertas especies y a una dificultad en sus movimientos (efecto barrera). Asimismo, la fauna acuática puede verse afectada, sobre todo en las especies de comportamiento migratorio, obligando a la adopción de un conjunto de medidas específicas.

Sobre los asentamientos humanos y la socio economía. Pueden mencionarse la eventual inundación de áreas habitadas, zonas de cultivos, vías de comunicación, etc., aunque la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico incluye habitualmente compensaciones que aminoran estos efectos.

3.9 Mantenimiento menor al generador de la C.H.A.A.C.

Mantenimiento menor del generador. - El mantenimiento se puede definir con una gran gama de significados, en la que o único que discrepa es su semántica; ya que todas las definiciones buscan los mismo objetivos y fines proporcionando una misma idea. Algunas formas de poder expresar el mantenimiento son las siguientes.

Es la realización de un determinado trabajo para prevenir y a la vez garantizar el funcionamiento óptimo del equipo y maquinaria, tratando de tener la mayor eficiencia posible para que no exista motivos de interrupción en dicho equipo, reflejándose en posibles pérdidas.

Son todas aquellas actividades o labores desarrolladas, cuyo objetivo único es el de conservar las características físicas y de producción de una planta, industria, empresa. en condiciones eficientes y seguras.

Es un determinado trabajo cuya meta que persigue es la de conservar el equipo, instalaciones o maquinaria; de tal forma que se puedan utilizar lo más próximos a su capacidad de diseño en un tiempo prolongado.

Como podemos observar, en todos los casos coincide el hecho de que la función del mantenimiento se enfoca a la preservación del equipo y maquinaria existente en una zona o lugar de trabajo. Los objetivos del mantenimiento son: Maximizar la disponibilidad y funcionamiento en la maquinaria y/o equipo, preservar el valor de las instalaciones, minimizando su deterioro y conseguir esas metas en la forma más económica. En una Central Hidroeléctrica los mantenimientos que se pueden aplicar son:

Mantenimiento Preventivo. – Es un tipo de mantenimiento que como su nombre lo indica, sirve para prevenir daños o fallas a los equipos, maquinas e instalaciones que forman parte integral de la generación de energía en una central Hidroeléctrica. Es decir se procede a realizar un chequeo de estos elementos mencionados; verificando que se encuentren en buenas condiciones, que no tengan ni presenten daño alguno para continuar con su función.

Si en su defecto, se percatan de ciertas anomalías; se tienen que llevar a cabo una actividad preventiva cambiando las partes dañadas y así prevenir que este daño por pequeño que sea, a lo largo del tiempo se llegue a convertir en un daño mayor, lo que provocaría perdida en la producción de energía eléctrica. Dentro del mantenimiento preventivo nos brinda ventajas:

Los equipos de una Central Hidroeléctrica, sujetos a mantenimiento preventivo; operan en mejores condiciones electromagnéticas y mecánicas. Esto es importante dentro de una planta con esta modalidad aquí tratada, ya que ofrece confiabilidad de operación sin estar a expensas de fallo alguno. El tiempo al cual se encuentran afectados los equipos de generación de energía eléctrica debido a un mantenimiento, son muchos menores aplicando una de estas características.

Se llega a una prolongación sensiblemente mayor de la vida útil de los equipos y maquinaria de carácter eléctrico, con la acción de un mantenimiento preventivo comparada con la acción de un mantenimiento correctivo. Esto también es sano para el aspecto económico reflejado en la producción de energía eléctrica, y permite reducir el costo de

reparación de los equipos, cambiando el sistema de mantenimiento correctivo por otro de orden preventivo.

El objetivo principal que se busca con la aplicación de este tipo de mantenimiento es el de no darle paso al mantenimiento correctivo; ya que este último es mucho más costoso y deja a los equipos fuera de servicio mucho más tiempo. Las diferentes pruebas que pueden ser aplicadas en la realización de un mantenimiento preventivo: Prueba de Resistencia de Aislamiento, Prueba de Factor de Potencia, Prueba de Relación de Transformación, Prueba de Aplicación de Alto Potencial, Prueba de Rigidez Dieléctrica.

Mantenimiento Correctivo. – Es aquel tipo de mantenimiento que se caracteriza por ser aplicado cuando existe un daño completo y definitivo en las piezas. Dado el caso, también podría presentarse el hecho de que un momento a otro, algún dispositivo o elemento de función eléctrica se dañe y deje fuera de servicio la producción de energía eléctrica en una Central Generadora, lo que orillaría a aplicarse el mantenimiento correctivo.

Dependiendo de la gravedad de la falla que se presente, el departamento de mantenimiento eléctrico de una planta tiene la obligación de detectarla con la mayor rapidez posible para poder cambiar el elemento fallado, y continuar con la producción de energía, una vez detectada la falla, es conveniente hacer una verificación de los demás elementos correlacionados al tipo de falla existente y si es necesario, cambiarlas de manera correctiva.

Actividades Realizadas durante un mantenimiento. - Las característica principal de esta modalidad del mantenimiento, es que las salidas de la unidad generadora del sistema de producción de energía; no sobrepasa el horario normal de trabajo. Es un tipo de mantenimiento rutinario, que se ejecuta en periodos normales, con la seguridad de que se tendrá lista para la hora pico. Hora que se requiere por parte de "Operación Sistema", de todas las unidades de la central conectadas

El mantenimiento consiste en preservar en condiciones de operación el equipo instalado y que se encuentra convirtiendo la energía de la turbina a energía eléctrica. Por razones de su constante actividad, este sufre deterioros en sus diversas partes componentes, por lo que es necesario restituir sus condiciones a valores permisibles para que pueda seguir operando sin riesgo.

Las constantes variaciones de temperatura, operar con altas temperaturas, la vibración continua, los esfuerzos mecánicos, sobre corrientes y sobre tensiones que se producen durante las fallas, contaminación de polvo combinado con vapores de aceite o vapores de otra índole, la humedad en el circuito de aire etc., son factores de forma aislada o combinadamente provocan el deterioro paulatino de las condiciones, traduciéndose en envejecimiento del aislamiento.

Retiro de tapas del generador. – Estas tapas son las que se encuentran en la parte superior del generador, dicha en otras palabras son las que protegen de cualquier incrustación de alguna sustancia o polvo, que pueda dañar el funcionamiento de la máquina, tanto como un medio de protección para encerrar el ruido que propicia dicha maquina al estar en funcionamiento.

Para poder extraer las tapas del generador se van quitando por partes, hasta poder tener destapada la parte superior de la máquina, una vez extraída las tapas del generador se hace lo siguiente; limpieza general de polvo y aceite incrustada en las tapas del generador, revisión de tornillos, pintura y cambio de empaques defectuosos.

Desconexión del generador. – La desconexión del generador hay que tomar en cuenta un factor muy importante antes de proceder, que el equipo este completamente conectad a tierra, para la seguridad de las personas que trabajaran en la maniobra, fig. 3.38. Lo que se desconecta son las trenzas de salidas del generador, esto comprende las tres fases del generador A, B, C.

Al igual la desconexión de las trenzas del neutro del generador, estas conexiones se unen a una sola, a lo que llamamos el neutro del generador, que es una barra conductora que va conectado al transformador del neutro del generador.



Fig. 3.38 Desconexión de las fases del generador del lado de Alta y Baja.

Inspección Visual de aislamiento. – La persona encargada de hacer esta inspección debe estar pendiente de cualquier anomalía que encuentre en la maquina rotativa respecto a su aislamiento, para darse cuenta si su aislamiento está en buenas condiciones. Existe una serie de síntomas notorios a simple vista de la maquina uno de ellos:

Polvo blanco - Cuando la persona encuentra este tipo de polvo alrededor de las bobinas del estator rápidamente se da cuenta de que su aislamiento está dañado ya que este ha sufrido un efecto corona dañando el aislamiento que hay en la salida de las bobinas hacia los devanado.

Limpieza laminado estator. – La persona encargada de limpiar la parte del laminado de toda parte del estator, utiliza una sustancia liquida llamada dielectrol, en caso de que la parte del laminado este muy sucio un cepillo para retirar la suciedad.

Ductos de ventilación de laminado. – Para la verificación de los ductos de ventilación de laminado es necesario que la persona que está a cargo lo haga con sumo cuidado para ver si no hay ningún ducto tapado, si llegaría de ver uno tapado se le aplica aire comprimido para sacar cualquier incrustación que tape los orificios de ventilación del laminado.

Sondeo y Reacuañado de cuñas. - se procede a verificar el estado en el cual se encuentran las cuñas (el apriete de estas), el amarre entre los cabezales así como sus separadores, amarres del devanado al anillo de sujeción, también se verifican los soporte del anillo de sujeción y del anillo de conexión al igual que los soportes de salida de fase y neutro. El apriete de las cuñas se verifica con auxilio de un martillo a base de pequeños golpes como se muestra en la fig. 3.39.



Fig. 3.39 Inspección de las cuñas del estator.

Limpieza cabezales superiores e inferiores. – Los cabezales se ven afectados tanto por el polvo y los vapores de aceite, que se llega a incrustar en ellos llegando a disminuir su resistencia de aislamiento. Para restituir los valores de resistencia de aislamiento a los cabezales se hace una limpieza con trapo limpio humedecido con dielectrol (figura 3.40).



Fig. 3.40 Limpieza a Cabezal inferior del estator.

Mantenimiento al rotor: Retiro de tolvas protectoras. – las tolvas son las que protegen a los polos de todo tipo de dalos exteriores o sustancias derramadas por algún accidente. Las tolvas tienen que ser retiradas para poder extraer los polos del generador, después de sacar las tolvas se sacan fuera del área de trabajo para su posterior limpieza y pintada fig. 3.41.

Prueba de caída de tensión a los polos. – La unidad generadora consta de 64 polos cuales están conectadas en serie, el propósito de la prueba es el determinar si existe cortocircuito entre espiras de bobinas polares ya que al haberlo, disminuye su impedancia y la caída de tensión en el polo o polos fallados disminuye.

La prueba consiste en aplicar 220 V de C.A a los anillos rozantes, estos anillos están conectados a los polos y el voltaje fluye a través de las barras de excitación que conectan con los polos del generador, con un multímetro se va midiendo el voltaje que hay en los polos, hasta completar los 64 polos, fig. 3.42.



Fig. 3.41 Retiro de tolvas.



Fig. 3.42 caída de tensión a los polos.

Desconexión entre polos. - Los polos están conectados en serie por medio de un material soldado en las tuercas de seguridad (figura 3.43), ya que por su retiro de los polos se esmerila la parte soldada de la tuerca, y ya realizado eso se extraen los polos para poder dar mantenimiento a los polos.



Fig. 3.43 Quitando la soldadura de la tuerca.

Desmontaje de polos. – Para la extracción de polos se usa un dispositivo de extracción de polos es llevado por medio de la grúa viajera hasta donde se encuentran el polo a extraer del generador, (fig. 3.45), la persona que está a cargo de esta maniobra dirige a la persona que se encuentra controlando la grúa para posicionar el dispositivo de una forma correcta.

Se desliza hacia arriba el polo, y se coloca placa de fijación polo, atornillada al dispositivo de montaje, fig. Se saca completamente el polo deslizándolo hacia arriba. Estando afuera el polo antes de acostarlo, se le coloca la placa de apoyo en la parte inferior para proteger el polo, como se muestra en la fig. 3.44.

Con los resultados de las pruebas de tensión que se le hizo al generador, no fue necesario darle mantenimiento a todos los polos, por ellos se sacaron solamente 6 polos del generador para darles mantenimiento. El mantenimiento consistió en hacerle prueba de Resistencia de Aislamiento inicial, inspección visual de todo el polo y limpieza con trapo húmedo dielectrol.



Fig. 3.44 Descanso de los polos en placas de apoyo.



Fig. 3.45 Extracción de polos.

Limpeza a la araña del rotor. – Entrada a los huecos de la araña del rotor, que son espacios que se encuentran debajo del piso del rotor por donde se pueden inspeccionar los ductos de ventilación de los polos o dicho con otro nombre “cavernas”, fig. 3.46. El mantenimiento consiste en limpiar con trapo limpio y dielectrol todos los huecos de la araña tanto como sus ductos de ventilación. Al igual se le hizo una limpieza al piso de la araña pues con dielectrol y una aspiradora.



Fig. 3.46 Limpieza de ductos de ventilación.

Sistema de excitación. – Una serie de inspección de rutina deben realizarse para verificar la longitud de los carbones (escobillas), al igual que la presión de las mismas sobre la superficie de contacto. Esto debe ser en función de las horas de operación de la unidad, porque el desgaste únicamente se producirá cuando opere la unidad. Además de una limpieza rutinaria del polvo de carbón que sueltan las escobillas al desgastarse; el cual se deposita en el piso y extremos de las paredes, o bien sobre los devanados de campo, barras de excitación de C.D.

La medición de carbones se hace con el propósito de saber cuánto están de desgastado los carbones del generador, por el constante contacto con los anillos rozantes, la medición de los carbones se hace con un pie de rey, midiendo aproximadamente no menos 27 mm, cada uno de los carbones que conforman la unidad, fig. 3.47.



Fig. 3.47 Medición de carbones.

Mantenimiento transformador de servicios propios. – Es alimentado por la derivación del bus de fase aislada de 13.8 KV, si función es reducir la tensión eléctrica de 13.8 KV a 440 V, que requieren los servicios auxiliares de la central, tales como bombas de regulación, bombas de achique, compresores, aire acondicionados, alumbrado, ventilación, etc.

El transformado de servicios propios se le hace es una limpieza en general tanto como su gabinete como sus devanados, el objetivo de esta limpieza es evitar que se incruste cualquier tipo de material en este caso polvo, ya que esta puede afectar a sus devanado provocando con ello una disminución en su resistencia de aislamiento, al igual limpiar los extractores que se encuentran en la parte superior del gabinete.

A la igual forma para hacer las pruebas eléctrica necesarias al transformador de servicios propios es necesario completamente desconectar tanto como el lado de alta como el lado de baja del transformador. De igual forma al transformador de excitación se le hizo el mismo mantenimiento para poder hacerle las pruebas eléctricas que marca el mantenimiento.

Mantenimiento transformador neutro del generador. – El transformador de neutro del generador es de suma importancia ya que ayuda a saber cuánto hay una falla en el generador (estator-rotor). Su función es que cuando haya un corto circuito esta corriente se drene por la barra y llegue al transformador neutro, la que activara una protección 64G, de esta forma esta enviará una señal de activación para avisar que ha sucedido una falla de aislamiento.

Su mantenimiento consta de dar una limpieza al transformador con trapo limpio y dielectrol, así como sopletear todo el cuerpo del transformador para quitar cualquier tipo de material, terminando se le hace unas pruebas eléctricas que son resistencia de aislamiento y prueba TTR- relación de transformación, como se muestran en la fig. 3.248 y fig. 3.49



Fig. 3.48 Prueba de R.A al T. Neutro.



Fig. 3.49 Prueba de TTR al T. Neutro.

Mantenimiento a motores (servicios auxiliares). – Se realizó limpieza a las zonas donde se encuentran instalados los motores y lo requieran, así como pruebas de resistencia de aislamiento a todos los motores para verificar el estado de su aislamiento y al igual que los demás equipos para tener una referencia para futuros mantenimientos, fig. 3.50.



Fig. 3.50 Limpieza y prueba de R.A a los motores de Servicios Propios.

Resistencia Calefactoras. - Son dispositivos que se instalan en la base de los devanados para que generen calor, evitando así la humedad del aire en los devanados se concede cuando el generador no esté operando. Su mantenimiento consiste en la limpieza de estas y reapriete de conexiones verificar su funcionamiento cuando la unidad este fuera de servicio.

Sistema de enfriamiento de aire. – La limpieza de los enfriadores de aire, se ejecuta de forma rutinaria; esto debido a que la circulación de agua por el cauce provoca que se produzcan atascamiento de partículas de tierra los cuales forman lodos, provocando calentamiento a los devanados, la limpieza se lleva a cabo con trapos húmedos de dielectrol.

Sistema de frenado. - Dispositivos que sirven para frenar (balatas) la unidad cuando esta sale de servicios, ya que los paros y arranques son constantes; originando que las balatas sufran desgastes considerables. En función del número de paros de la unidad se establece del adelgazamiento de estos elementos (balatas), debiéndose establecer una correspondencia entre estos valores para que se realice la programación adecuada de su reemplazo, fig. 3.51.

También se tiene el desgaste en los empaques y deformaciones de los émbolos de los dispositivos de frenado (gatos) ocasionando que se estanquen y que no suba o bajen, lo que hace necesario también programar su mantenimiento. Otra revisión, consiste en verificar periódicamente el estado que guardan los tornillos y las placas de sujeción de la pista de frenado, las que se rompen y aflojan, provocando en ocasiones se desprendan secciones completa de la pista.



Fig. 3.51 *Mantenimiento a los gatos de frenado.*

Pruebas eléctricas realizadas al generador durante la ejecución de su mantenimiento: Prueba de resistencia de aislamiento. – A grandes rasgos se puede decir que la prueba de resistencia de aislamiento proporciona un diagnóstico de las condiciones que guardan los materiales que integran los aislamientos de los equipos eléctricos de la unidad generadora.

La resistencia de aislamiento se puede definir como la resistencia en ($M\Omega$) que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de aplicación del mismo, como referencia se utiliza los valores de 1 a 10 minutos. La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento compuesta de:

Corriente capacitiva. – Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo de 15 seg.) conforme se carga el aislamiento, y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es de notarse en aquellos equipos de alta capacitancia como en grandes longitudes de cables de potencia.

Corriente de absorción dieléctrica. – Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a cero, siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de prueba, que dan en gran parte determinado por la corriente de absorción.

Corriente de conducción irreversible.- Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante y predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante. La corriente fluye sobre la superficie de aislamiento y que se conoce como corriente de fuga. Esta corriente al igual que la de conducción, permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de un aislamiento.

Absorción Dieléctrica. – La resistencia varía directamente con el espesor de aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

A la curva obtenida cuando se grafican valores de resistencia de aislamiento contra el tiempo, se le denomina curva de absorción dieléctrica, su pendiente indica el grado relativo de secado o suciedad de aislamiento. Si el aislamiento está húmedo o sucio alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y obtendrá una curva de baja pendiente.

Índice de absorción y polarización. – La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo durante la misma prueba. A la relación de 60 segundos a 30 segundos se le conoce como INDICE DE ABSORCION, y la relación de 10 minutos a 1 minuto como INDICE DE POLARIZACION.

El índice de polarización es muy útil para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de generadores y transformadores, y es indispensable que se obtenga justamente antes de efectuar una prueba de alta tensión en máquinas rotatorias.

Factores que afectan en la realización de la prueba de resistencia de aislamiento. – a pesar de que las mediciones que se realizan durante la ejecución de la prueba de resistencia de aislamiento, se cumplan con un alto grado de habilidad, en ocasiones se restarán fluctuaciones importantes originadas por factores que radican en errores de medición. No obstante a lo anterior, a continuación se dan a conocer diversas causas que afectan a los valores de las lecturas.

Efectos de la condición de la superficie del aislamiento. – Las impurezas, tales como polvo, carbón o aceite que se encuentran en las superficies de los aislamientos, pueden provocar una disminución de la resistencia de aislamiento. Este factor tiene de manera particular una importancia cuando las superficies aislantes son de gran tamaño y se tienen expuestas al ambiente.

El polvo que se encuentran depositados en las superficies aislantes, en estado seco no es conductor; pero si expone a la humedad obtiene un grado parcial de conductividad, el cual baja resistencia de aislamiento; por lo que se debe eliminar todas impurezas que se encuentren sobre la superficie aislante antes de realizar la prueba.

Aplicación de la prueba de resistencia de aislamiento a las maquinas rotatorias. – La medición de resistencia de aislamiento ha sido recomendada y utilizada durante más de medio siglo en la evaluación de las condiciones del aislamiento de las maquinas rotatorias. Esta prueba es de gran ayuda para determinar la existencia de humedad, aceite, polvo, corrosión o deterioros en aislamientos. Emplea también como control del proceso de secado de las maquinas rotatorias.

Cuando se requiere información sobre la condición interna del aislamiento in que el valor se vea afectado por la condición superficial, deberá limpiarse y secarse el aislamiento. La temperatura del devanado debe estar por encima del punto de rocío para evitar condensación de la humedad en la superficie del aislamiento.

No es necesario que la maquina este parada para efectuar la prueba del megger, en ocasiones es deseable que la maquina este girando para que el devanado se sujete a las fuerzas centrifugas que ocurren en servicio. Descargar completamente toda la carga residual antes de efectuar la prueba, conectando los devanados a tierra, cuando menos 10 minutos antes de su indicación.

Megger S1-554. - En la C.H.A.A.C. se utiliza este sofisticado equipo de medición de prueba de resistencia de aislamiento, ver fig. 3.52. El Megger es un microprocesador compacto de corriente continua de alto voltaje, que puede ser alimentado por baterías recargables internas o por conexión a una corriente alterna. El rango de medición, sujeta a una prueba de tensiones de 500 V, 1000 V, 2500 V, 5000 V y 10 000 V.



Fig. 3.52 Megger S1-554.

Prueba de resistencia de aislamiento al conjunto. – La prueba de resistencia de aislamiento al conjunto se le llama así porque engloba partes del generador, consiste en saber que tan bien esta el aislamiento, abarcando el bus de fase aislada, el transformador de servicios propios, el transformador de excitación, fig. 3.53.

El voltaje de prueba de R.A al conjunto que generalmente se utiliza para las unidades generadoras de la C.H.A.A.C. son de 10 000 V. En la prueba de R.A al conjunto de la unidad generadora, se aplica el método de tiempo largo por ello se toman los siguientes tiempos como se muestra en la tabla (3.14). A través de esto se obtiene los valores del índice de polarización (I.P) y el índice de absorción (T.A).



Fig. 3.53 Prueba de R.A al conjunto.

I.A = (1 min / 30 seg.) Ecu. 3.6

I.P = (10 min / 1 min) Ecu. 3.7

tiempo
15 seg
30 seg
45 seg
1 min
2 min
3 min
4 min
5 min
6 min
7 min
8 min
9 min
10 min

Tabla 3.14 Tiempo de para aplicación de prueba de R.A.

Prueba de resistencia de aislamiento al estator. – esta prueba solamente se puede realizar cuando el generador sale a mantenimiento menor o mayor, porque la maquina se tiene que desconectar de la salida al bus de fase aislada y se desconecta del neutro del transformador, el generador queda absolutamente aislado (desconexión de las trenzas del generador, quedando solamente el estator). En la tabla 3.15 se muestran las conexiones para la prueba y para efectuar la prueba es necesario saber, Temperatura, Parte probada, Voltaje de prueba, Conexión de las pruebas.

L-Línea	T-Tierra	G-Guarda
Fase A		
L	Fase A	
T	Fase B + Fase C + Tierra	
G	-----	
Fase B		
L	Fase B	
T	Fase A + Fase C + Tierra	
G	-----	
Fase C		
L	Fase C	
T	Fase A + Fase B + Tierra	
G	-----	

Tabla 3.15 Conexión para prueba de R.A. al estator.

Prueba de resistencia de aislamiento al rotor. – Esta prueba de R.A al rotor abarca los anillos rozantes, barra de excitación y polos. El procedimiento es igual solamente lo que cambia es el voltaje, ya que en el rotor u sistema de excitación se alimenta de 350 VCD, por lo tanto el voltaje de prueba será de 500 VCD. En la tabla 3.16 se muestra la conexión para esta prueba de R.A a los polos.

L-Línea	T-Tierra	G-Guarda
Anillos Rozantes		
L	Anillos Rozantes	
T	Tierra	
G	-----	

Tabla 3.16 Prueba de R.A a los anillos rozantes.

Prueba de Resistencia de aislamiento al Transformador de Servicios Propios Y Transformador de Excitación. – Esta prueba es de suma importancia, ya que es la base para saber las conexiones de las mediciones de R.A a los devanados de los transformadores y poder cerciorarse que su aislamiento este en buenas condiciones.

Para realizar esta prueba se tiene que definir bien el lado de baja (X) y el lado de alta (H) del transformador, por ello el transformador se deben de cortocircuitar tanto su lado de alta como su lado de baja, para poder efectúa las mediciones correspondientes. Las partes probadas al transformador: H Vs Tierra, H Vs Tierra, H Vs X. En la tabla 3.17 se muestra la conexión para esta prueba de R.A a los polos.

L-Línea	T-Tierra	G-Guarda
H Vs Tierra		
L	H	
T	Tierra	
G	X	
X Vs Tierra		
L	X	
T	Tierra	
G	H	
H Vs X		
L	H	

T	X
G	Tierra

Tabla 3.17 Conexión de prueba de R.A a los transformadores.

Prueba de Relación de Transformación (TTR). – La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

$$R.T = N_P / N_S = V_P / V_S = I_P / I_S \quad \text{Ecu. 3.8}$$

Mediante la aplicación de esta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos, etc. respecto a la polaridad, es importante conocerla, porque se permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos, más aun, cuando se tenga transformadores cuya placa se ha extraviado.

Un TTR es un instrumento extremadamente útil para probar bobinas de transformadores, ya que puede localizar distintos tipos de problemas en el interior de un transformador. También es ideal para realizar pruebas en talleres de medida antes de una inspección de transformadores de potencia y corriente. Puede determinar la precisión sin carga de todo tipo de transformadores y la necesidad de pruebas adicionales.

Relación de espiras de un transformador. – la relación de espiras de un transformador es la relación entre el número de vuelta en las bobinas de alta y baja tensión. Un equipo de pruebas de relaciones de espiras de transformadores, como el TTR trifásico, puede medir directamente la relación prácticamente todo tipo de transformadores.

La relación en un transformador puede cambiar debido a varios factores, como daños físicos producidos por averías, deterioro del aislamiento, contaminación o daños durante el transporte. Un transformador perderá fiabilidad de operación si la relación cambia en más de un 0.5 % en respecto a la tensión nominal.

Corriente de excitación. – La corriente de excitación es la corriente que mantiene la excitación del flujo magnético en el núcleo de un transformador. Una medida precisa de la corriente de excitación puede proporcionar información sobre el estado del núcleo de un transformador. Corriente de circulación no deseadas o tomas de tierra accidentales pueden afectar a la corriente de excitación e indicar un problema.

Desviación de ángulo de fase. – La desviación de ángulos de fase es la relación entre la señal aplicada a la bobina de alta tensión y la señal extraída de la bobina de baja tensión. La desviación de fase entre las bobinas de alta y baja tensión de un transformador es normalmente muy pequeña. Sin embargo, puede cambiar notablemente si el núcleo del transformador está deteriorado o dañado.

Megger TTR. - En la C.H.A.A.C se utiliza el MEGGER THREE – PHASE TTR, el TTR trifásico automático, está diseñado para medir la relación entre el número de espiras del secundario y del primario en transformadores de potencia, instrumentación y distribución en subestaciones o fábricas. Su diseño es resistente y robusto permite utilizar este TTR en condiciones.



Fig. 3.53 Megger TTR.

4. Resultados y Conclusiones

En cualquier central eléctrica, el generador eléctrico es una de los equipos principales en la generación de electricidad. Por ello es necesario el conocimiento detallado de su principio de funcionamiento, de sus equipos auxiliares y los controles e instrumentación correspondientes. Además, en la operación cotidiana se deben monitorear y tomar en cuenta todas las alarmas, protecciones y lecturas erróneas que se detecten, ya que en caso contrario en un lapso mayor pudieran provocar fallas.

Se logró conocer parte de la historia con respecto al proyecto de “peñitas”, así como también los datos geográficos y geológicos que giraban en torno para la autorización del mismo, de la misma forma se frecuentan términos generales de las partes principales de una central hidroeléctrica, además de que se proporciona cierta información de cada una de ellas para abundar en su conocimiento.

Un generador cuando comienza a sobre trabajar, es decir, que trabaja por encima de sus valores nominales, va disminuyendo su periodo de vida, esto nos lleva a concluir que si no se realiza un buen plan de mantenimiento, el generador no duraría mucho. Un plan de mantenimiento debe realizarse tomando en cuentas las faltas que están ocurriendo en los generadores.

Si no se conocen las fallas que se presentan en los generadores no se puede aplicar ningún plan de mantenimiento, lo que implica el mal funcionamiento del mismo y no tendrían ninguna aplicación útil. El mantenimiento a un generador hidroeléctrico y sus equipos auxiliares, consiste en preservar sus condiciones óptimas de operación, o en otras palabras es un conjunto de técnicas y sistema que permiten prever las averías.

Todos los trabajos de mantenimiento se deben realizar integrando todos los recursos humanos y técnicos que sean necesarios, dentro y fuera de la organización. La integración no es total si no cuenta con la participación de las personas de todos los niveles. Se puede concluir que el mantenimiento eléctrico es de vital importancia, ya que a partir de su aplicación conservamos y preservamos el equipo de tal forma que la utilización de estos, sea lo más prolongado posible.

La turbina hidráulica es uno de los equipos principales de la unidad generadora debido a que en ella se transforma la energía potencial, almacenada en el agua, en energía mecánica rotatoria que posteriormente se transformará en energía eléctrica. Es de gran importancia conocer la operación correcta de los sistemas auxiliares de la turbina, para evitar que se presenten fallas y daños en los equipos. Uno de los criterios más importantes en el funcionamiento de la turbina es la lubricación ya que permite que las chumaceras, turbina y generador realicen su trabajo sin presentar desgastes imprevistos durante su operación.

Referencia Bibliográfica

- [1] E. FitzGerald, Maquinas Eléctricas, 6ta.ed. México: McGraw-Hill, 2004.
- [2] Kosow L. Irving, Máquinas eléctricas y transformadores. México: Prentice Hall, 1993.
- [3] Silvia P. Alarcón Mendoza y Kumin Y. Colín Alvarado 2006, de la universidad politécnica nacional, a través de su tesis “Diseño estructural a detalle del piso de excitadores de una central hidroeléctrica”.
- [4] Rafael Gustavo Rodríguez Hidalgo 1997, de la universidad politécnica nacional, a través de su tesis de “procedimientos de mantenimiento de los bobinados y núcleo de los generadores de centrales pisayambo, agoyan y esmeraldas.
- [5] Mario de Jesús Villaverde Hidalgo 2013, del instituto politécnico nacional, a través de su tesis “Diagnostico al estator del generador eléctrico de la central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos”.
- [6] Ramiro Ortiz Flores, Pequeñas centrales hidroeléctricas 1ra.ed. McGraw-Hill, 2001.
- [7] David B. Barrantes, 2004, universidad de Costa Rica, “Introducción a los sistemas de control y supervisión de datos (SCADA)”.

SISTEMA DE AUTOMATIZACION

INDICE

A. Introducción	98
A1. Sistema de automatización	99
A2. Descripción de la Estación de Operación	99
A3. Secuencias de Arranque	115
A4. Secuencias de Paro	120
A5. Fallas de Secuencias	121
A6. Alarmas	122
A7. Eventos	123
A8. Panel de Alarmas	125

1. Introducción

El sistema de control cuenta con las opciones de AUTOMÁTICO Y MANUAL

Para utilizar la opción de AUTOMÁTICO es requisito indispensable que al menos una estación de operación esté en condiciones normales de operación, ya que es a través de esta Estación que se realizan las maniobras para realizar la secuencia de arranque y paro de cualquiera de las unidades, realizando los pasos que se indican en la sección 1.3.

Las maniobras en AUTOMÁTICO, significa que una vez que se haya preparado las condiciones para sincronizar la unidad, basta con dar la orden de Arranque Maestro para que el PLC de unidad realice todas las acciones necesarias para que la unidad quede sincronizada al Sistema con 50 MW, iniciando con la apertura de la válvula de agua de enfriamiento (Y341) hasta el cierre en automático del interruptor de máquina y toma de carga de la unidad. ("se encuentra en proceso")

Para utilizar la opción de MANUAL es necesario realizar las maniobras desde el tablero local de la unidad correspondiente, de acuerdo a los pasos que se indican en el punto 1.3. Las maniobras en MANUAL están previstas para ser utilizadas en el caso de que ninguna estación de operación esté disponible, sin embargo cabe aclarar que en este modo solamente se dan en forma manual las órdenes de ARRANQUE que nos lleva la unidad hasta Rodando y Excitada.

Posteriormente se da la orden arrancar el sincronizador automático, esperar a que cierre el interruptor de máquina y tomar carga hasta 50 MW, dicho en otras palabras es el PLC quien nuevamente realiza todas las acciones necesarias para que la unidad quede sincronizada, iniciando con la apertura de la válvula de agua de enfriamiento (Y341) hasta el cierre en automático del interruptor de máquina y toma de carga de la unidad.

En el modo AUTOMATICO o MANUAL, es posible realizar maniobras en el tablero local para subir-bajar 65p, subir-bajar 90r, subir-bajar 65f, cierre-apertura del interruptor de máquina, cierre-apertura del interruptor de campo, disparo de unidad, cierre de compuertas y paro de emergencia.

En las siguientes secciones se detallan las maniobras para el caso de AUTOMÁTICO y el caso de MANUAL, considerando condiciones normales de operación; esto significa que todos los equipos primarios y auxiliares de unidad están disponibles para su operación y que hemos recibido la solicitud de CENACE de sincronizar una unidad al sistema.

En la sección 1.3 se presentan los casos especiales, como es el de Arranque y Paro de Auxiliares, Rodado en Vacío, Rodado y Excitado, operación en manual de los equipos. Estas secuencias de operación y de equipos individuales son útiles para los casos de pruebas y puestas en servicio después de haber realizado un mantenimiento rutinario menor o mayor a la unidad generadora.

A1 Sistema de automatización

Actualmente (año 2008) en la Central Hidroeléctrica Ángel Albino Corzo (Peñitas) se cuenta con un Sistema de Control de Automatización y Adquisición de Datos (SCAAD) basado en Controladores Lógicos Programables (PLC) de la marca Telvent, el cual fue instalado, probado y puesto en servicio, en el periodo comprendido del 7 de Enero al 12 de Marzo del 2007, iniciando con la Unidad 4 y las Unidades 3; del día 20 de mayo al 25 de julio del 2007, y la U. 2; del 3 de noviembre al 14 de diciembre de 2008.

El SCAAD instalado en la C. H. Ángel Albino Corzo, es conocido como de alta disponibilidad ya que cuenta con un sistema redundante en los PLC de unidad, en el sistema de comunicaciones con las estaciones de operación y en el sistema de comunicaciones con los módulos remotos de cada unidad.

El sistema de control y monitoreo para funcionamiento normal y bajo condiciones de falla de las unidades está basado en un ambiente gráfico, a través de cuadros de diálogo hombre-máquina, los cuales se activan o desactivan por medio de un apuntador electrónico (ratón o mouse) conectado a cada una de las estaciones de operación y a la estación de ingeniería.

A2 Descripción de la Estación de Operación

Generalidades. - Desde la pantalla principal del “SCAAD” que se encuentra en la “IHM” de la Sala de Tableros el operador puede navegar en las diferentes ventanas para escoger la unidad o servicios a manipular basta con solo darle un clic sobre el Ícono deseado; veremos un ejemplo de cómo el operador accede a la unidad 4 para su monitoreo.

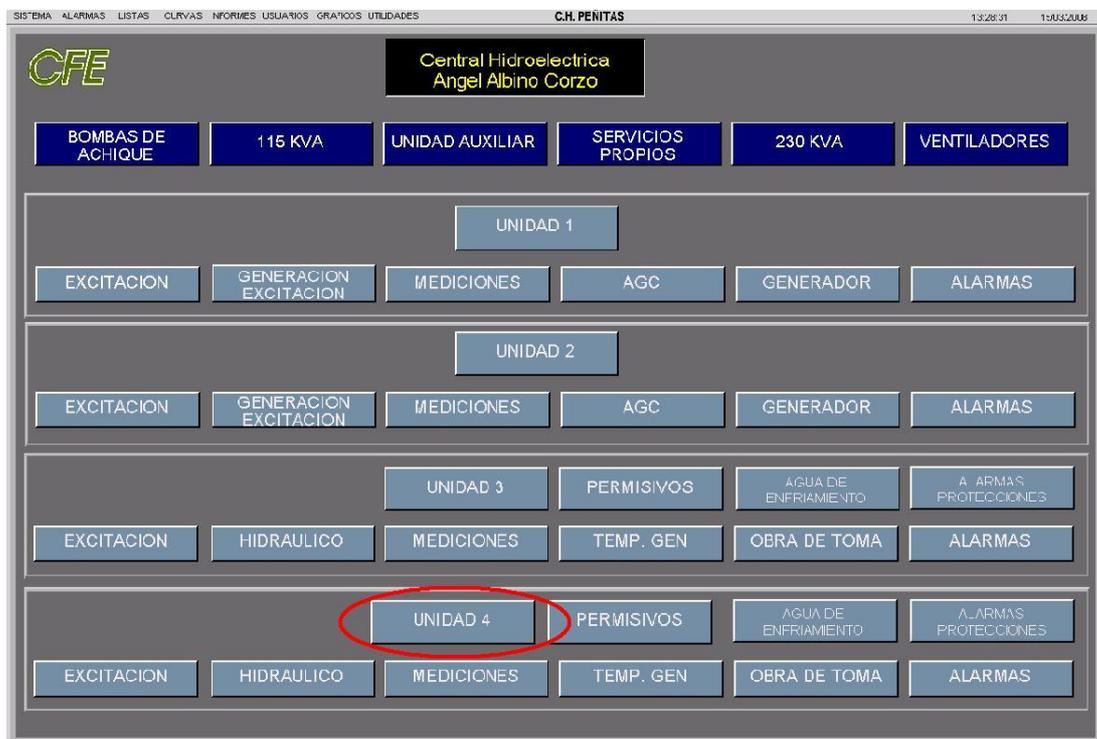


Fig. A2.1 pantalla principal del “SCAAD”.

Pantalla Principal de Operador. - Por medio de este botón es posible observar los valores y estados importantes de la unidad, como son los interruptores de la subestación, los estados del rodete y distribuido control del regulador de velocidad y tensión, AGC y Temperaturas de chumaceras., Conexión y desconexión de los ventiladores del transformador de potencia, entre otros.

UNIDAD 4

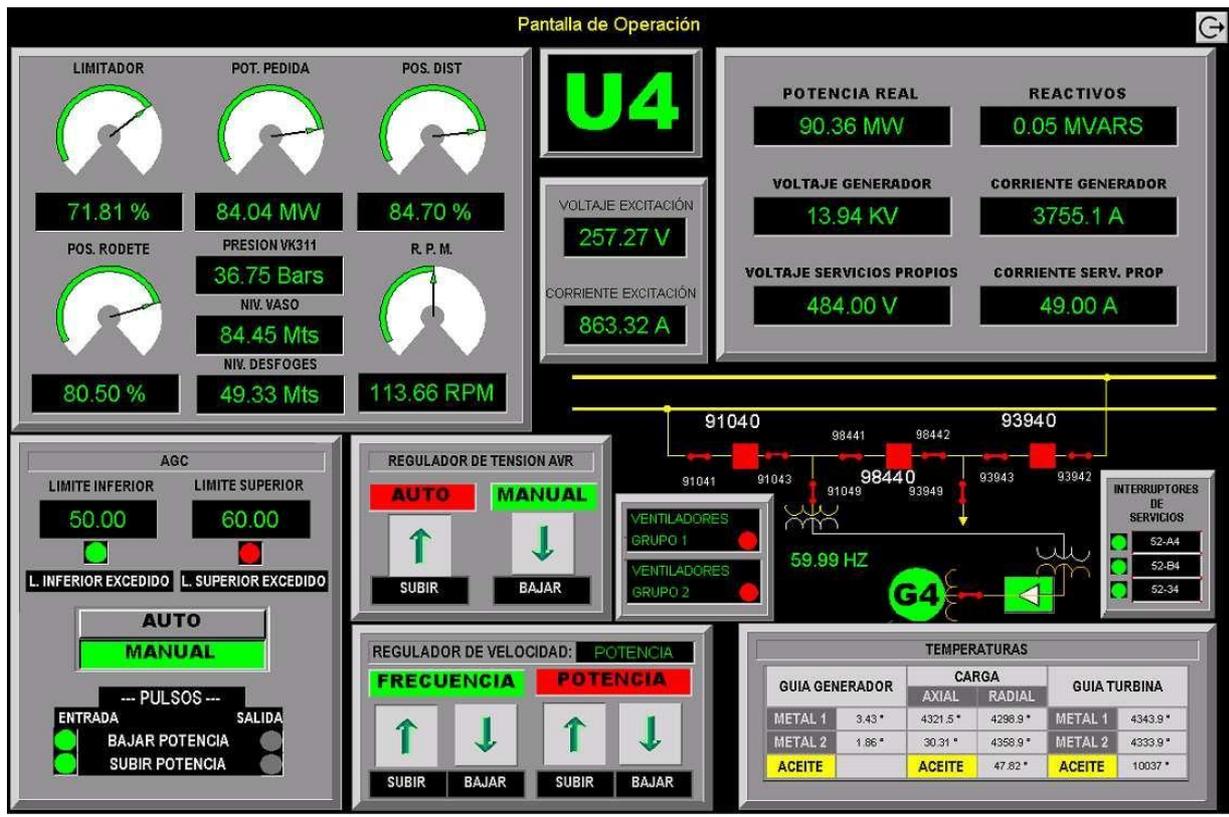


Fig. A2.2 Pantalla principal del operador.

AGC. - Dentro de esta sección es posible conectarse el AGC (control automático de generación), de igual manera se lleva a cabo el ajuste de los límites alto y bajo para la operación de la unidad generadora, de igual forma es posible por medio de botones subir o bajar potencia por medio de ellos a consideración del operador, cuando el AGC, se encuentra conectado es posible verificarlo por medio de un indicador de color rojo que se encuentra dentro de esa sección, al desconectarlo pasa a un color verde fijo.

Regulador de velocidad. - Dentro de esta sección se encuentran los mandos de selección de operación del regulador que son Modo Frecuencia y Potencia, el estado que se encuentra seleccionado es el de color rojo con letras negras y la visualizado de color verde con fondo negro es la confirmación del estado en que el regulador se encuentra operando, los mandos de subir y bajar Frecuencia y la Potencia se realiza a través de los botones de subir y bajar.



Fig. A2.3 Botones de subir y bajar.

Regulador de tensión. - Dentro de esta sección se mencionan los tipos de regulación en el que el operador puede realizar desde los tableros de control, se encuentran los mandos de modo de Regulación Automática (Regulación de Voltaje 90R) y Regulador Manual (Regulación de Corriente 70E). Para poder ajustar la tensión de la unidad se debe realizar a través de los botones de subir y bajar Tensión.



Fig. A2.4 Botones de subir y bajar.

Unifilar de unidad. - En la sala de tableros de control se observa el estado del unifilar de subestaciones de 230 KVA (estado de los tres interruptores y seis cuchillas de línea y una cuchilla de máquina), en este Diagrama el operador tiene la ventaja y la orden de abrir o cerrar interruptores y cuchillas, también puede observar si la unidad se encuentra excitado o no.

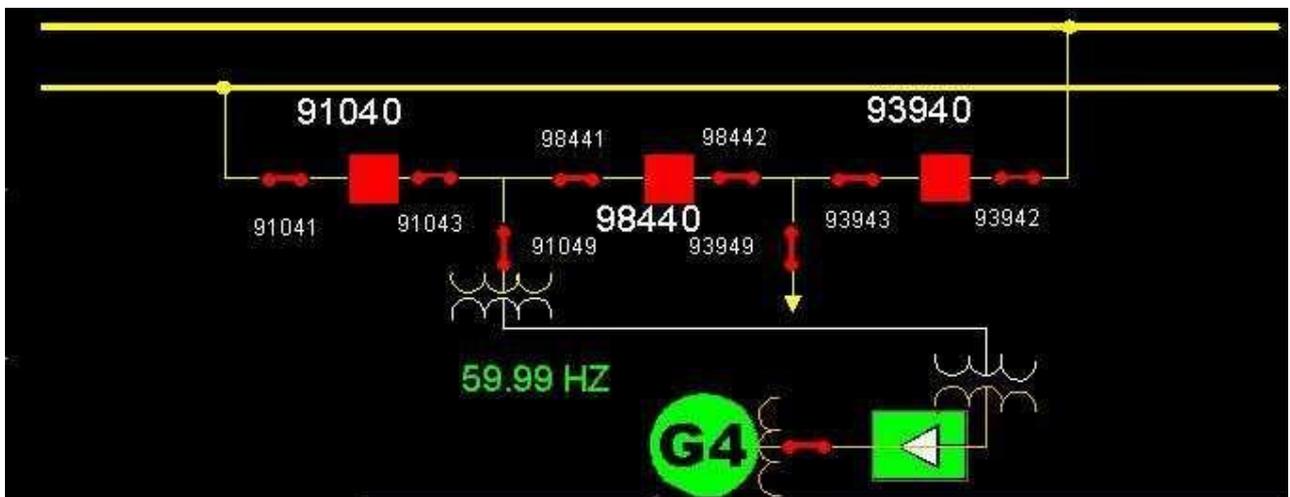


Fig. A2.5 unifilar de la unidad.

Estado del regulador. - Dentro de esta sección se observa el estado del Rodete y Distribuidor, el limitador de apertura, la potencia pedida y las revoluciones de la unidad, se observa también que nivel de vaso y nivel de desfogues, como de igual forma la presión del tanque VK311, que son los nivel más importantes para la hora de arranque del generador.

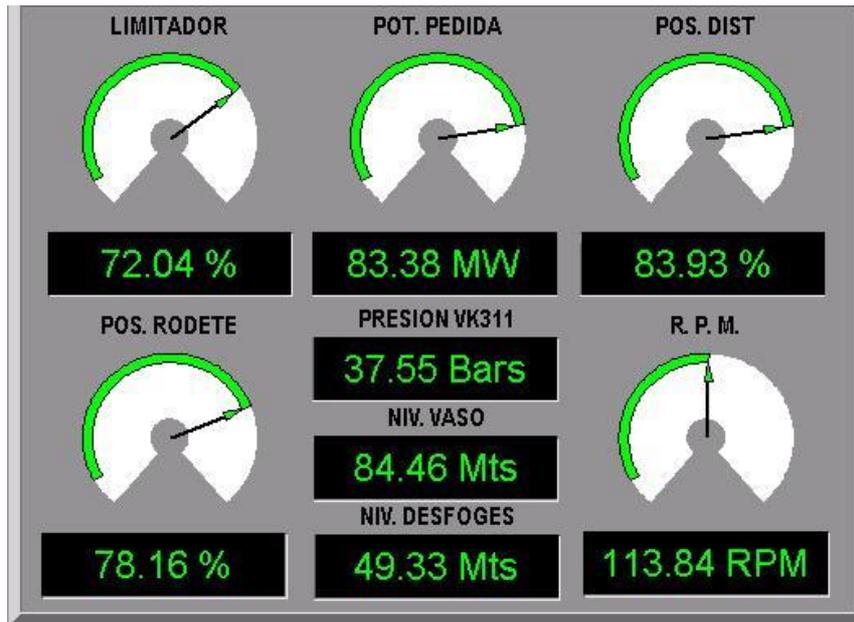


Fig. A2.6 Estado del regulador.

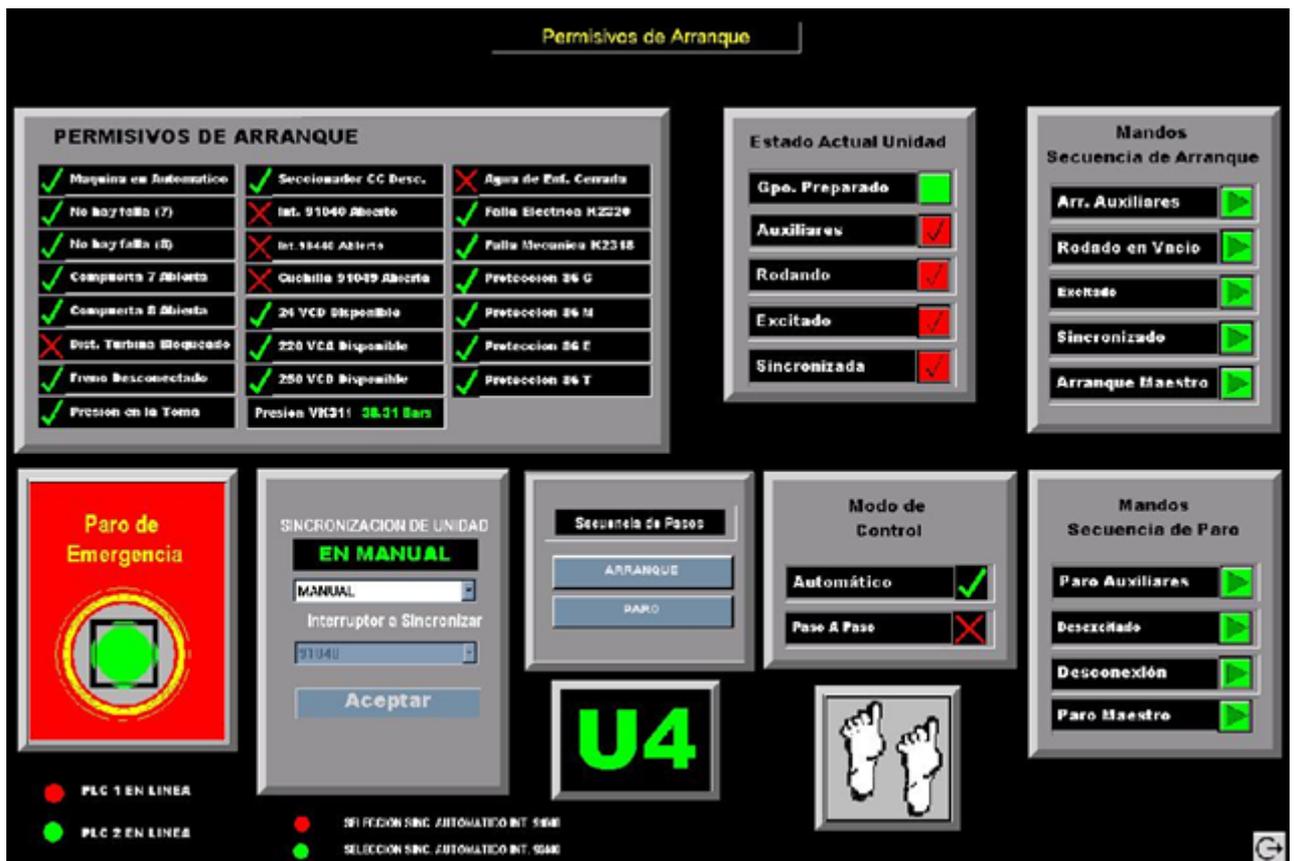


Fig. A2.7 Pantalla de permisos.

Permisivos de arranque. - Son las condiciones que deben cumplirse para llevar a cabo la activación de los arranques, estos se deben encontrar normalmente en color verde, si alguno de ellos aparece en color rojo es indicativo que ese permiso no se está cumpliendo y por ello las secuencias no podrán entrar en funcionamiento. En estos permisos se encuentran los equipos (Agua de enfriamiento, Frenos desconectados, Presión en la toma, Distribuidor de Turbina Bloqueado.) o sistemas (Obra de Toma, Alimentaciones), y los más importantes las protecciones de eléctricas (Falla Eléctrica K2320 y Falla Mecánica K2318).

Fig. A2.8 Permisivos de arranque.

PERMISIVOS DE ARRANQUE		
✓ Maquina en Automatico	✓ Seccionador CC Desc.	✗ Agua de Enf. Cerrada
✓ No hay falla (7)	✗ Int. 91040 Abierto	✓ Falla Electrica K2320
✓ No hay falla (8)	✗ Int.98440 Abierto	✓ Falla Mecanica K2318
✓ Compuerta 7 Abierta	✗ Cuchilla 91049 Abierta	✓ Proteccion 86 G
✓ Compuerta 8 Abierta	✓ 24 VCD Disponible	✓ Proteccion 86 M
✗ Dist. Turbina Bloqueado	✓ 220 VCA Disponible	✓ Proteccion 86 E
✓ Freno Desconectado	✓ 250 VCD Disponible	✓ Proteccion 86 T
✓ Presion en la Toma	Presion VK311 38.31 Bars	

Estado actual de unidad. - En esta sección de la pantalla se puede observar cuales de las secuencias se encuentran detenidas o arrancadas (operando). Es posible observar su estado mediante los indicativos que se encuentran a un lado de cada una de las leyendas (Grupo Preparado, Auxiliares, Rodando, Excitada, Sincronizada), cuando se observe el recuadro en color verde, es indicativo que la secuencia se encuentra detenida, cuando cambia de estado, esto es cuando aparece el recuadro en color rojo con una flecha en el centro (ver figura) es indicativo que la secuencia se encuentra cumplida.

Estado Actual Unidad	
Gpo. Preparado	■
Auxiliares	✓
Rodando	✓
Excitado	✓
Sincronizada	✓

Fig. A2.9 Estado actual de unidad.

Para tener información detallada de la secuencia se puede presionar con el ratón en cima de los estados de la secuencia seleccionada nos indicara si está trabajando, o está detenida o se bloque en algún de los pasos de la secuencia que se esté viendo en ese momento.

Secuencias de arranque. - Aquí se tiene el mando para el inicio del arranque de cada una de las secuencias de operación que sirven para el funcionamiento de la unidad generadora. La indicación que se encuentra a un lado de cada uno de los botones de arranque, cambia de la siguiente manera:

Al oprimir cualquiera de los botones (dar clic con mouse) por medio del ratón, se inicia el arranque de la secuencia que se haya seleccionado, (aunque todas deben pasar primero por la secuencia de auxiliares) en ese instante el primer botón que se activa es el de "Arranque de Auxiliares", el cual cambia de color verde fijo a un color rojo en la pantalla de estado de secuencia, con este cambio nos indica que la secuencia ha sido arrancada y se encuentra en funcionamiento (poniendo en servicio los equipos o sistemas relacionados),



Fig. A2.10 Mandos de secuencia de arranque.

Para activar la orden de arranque se despliega una pantalla donde describe la orden a realizar, en esta se describen los mandos "ARRANQUE, EJECUTAR" estas dos son condiciones para que prosiga el mando de arranque a realizar y por último se pregunta la confirmación del mando "si o no".



Fig. A2.11 Mandos de arranque y ejecutar.

Secuencias de paro. - De la misma forma que en las secuencias de arranque es posible ver cuando una de las secuencia se encuentre arrancada, es posible hacerlo en las secuencias de paro, ya que los botones cambian a un estado de color rojo fijo a color verde en la pantalla de estado, una vez que se haya seleccionada alguna de ellas, en este caso la primer secuencia que entra es la de desconexión, cuando esta secuencia se termina en la sección de estado actual deja de estar en color rojo el estado de sincronización para pasar a estado de color verde fijo.



Fig. A2.12 Mandos de secuencia de paro.

Pantalla de Agua de Enfriamiento: En esta pantalla se despliega la información del sistema de agua de enfriamiento, la cantidad de flujo de agua de enfriamiento para los diferentes sistemas y se pueden realizar los mandos en manual de varios sistemas.

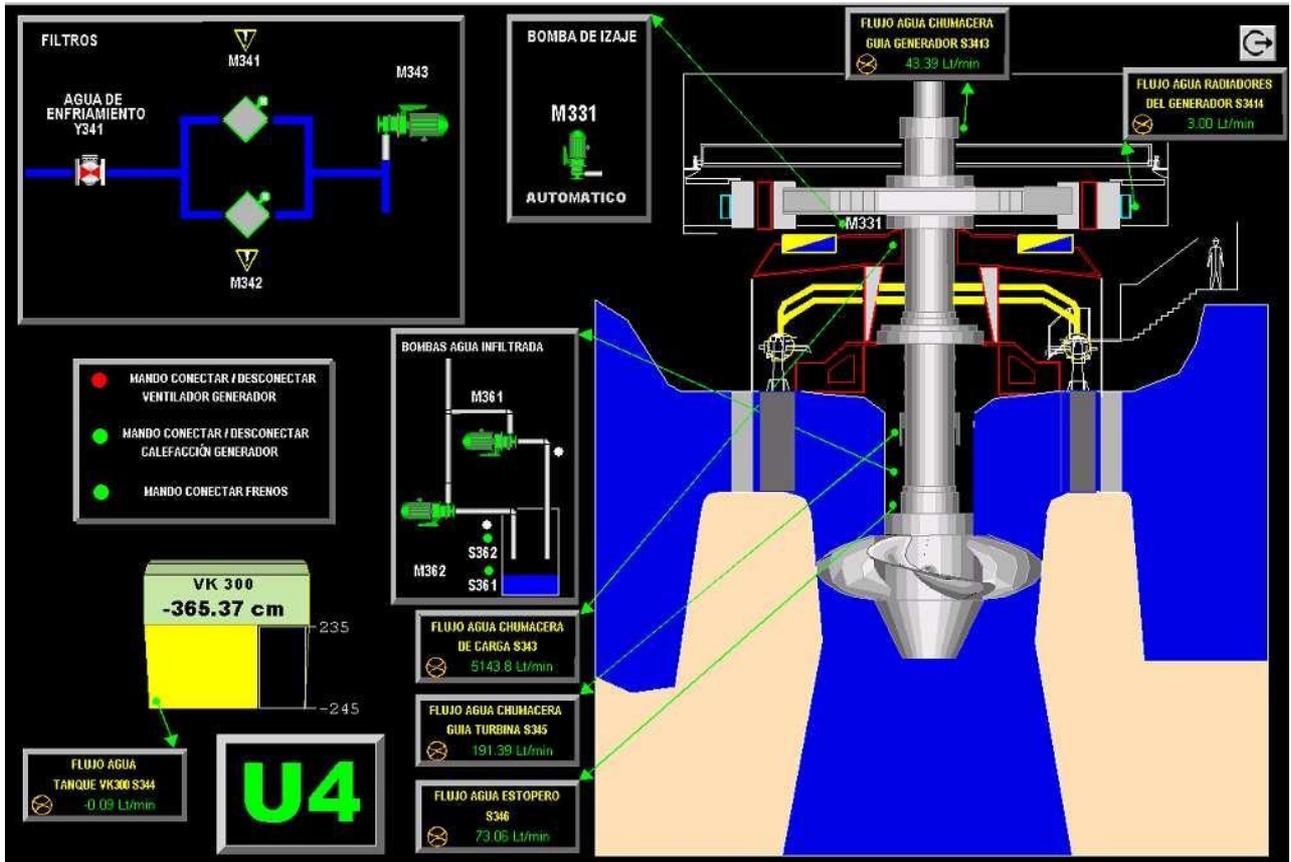


Fig. A2.13 Pantalla de agua de enfriamiento.

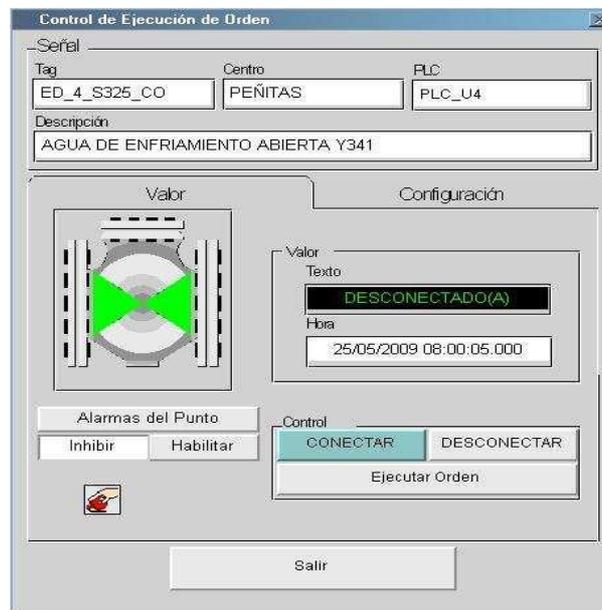


Fig. A2.14 Apertura de válvula de agua de enfriamiento.



Fig. A2.15 Arranque y paro de la bomba.



Fig. A2.16 Conectar y desconectar ventilador del generador.

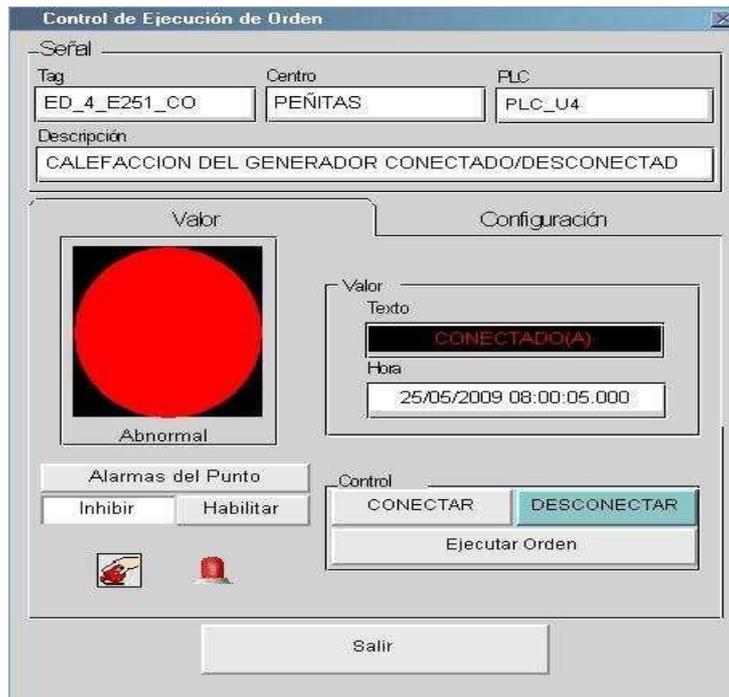


Fig. A2.17 Conectar y desconectar resistencia calefactoras.



Fig. A2.18 Conectar y desconectar frenos.

Con la recuperación de esta información se puede tener una idea de las condiciones de operación de la unidad, se pueden conectar, desconectar y regular componentes que intervienen en la operación de la unidad, ya que el encargado de la sala de operación de la unidad generadora puede hacer pruebas de operación desde tableros de control después de realizar mantenimiento a equipos primarios.

Pantalla de Excitación. - En esta pantalla se despliega la información de cómo se encuentra operando el Regulador de Tensión cuál es su voltaje y corriente de generación, su voltaje y corriente de excitación, cuál es su Potencia activa, reactiva y el desbalance de UCE's, en este indicador se visualiza cuando se tiene un desbalance en la operación de los dos regulador de tensión, cuando el desbalance es igual se puede realizar el cambio de UCE's.

Se puede visualizar las temperaturas del transformador de excitación y servicios auxiliares. En los servicios propios tenemos la visualización del estado de los interruptores pero no se pueden realizar mandos de operación.

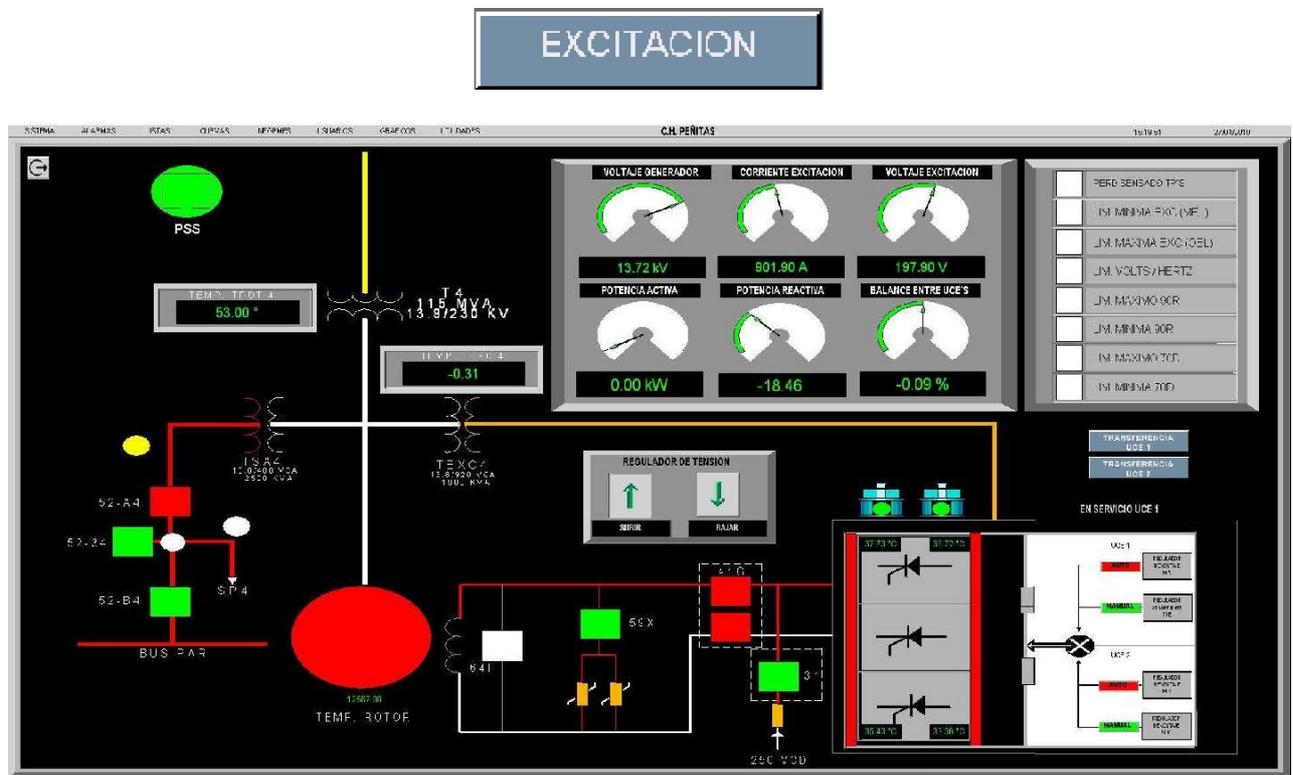


Fig. A2.19 Pantalla de Excitación.

HIDRAULICO

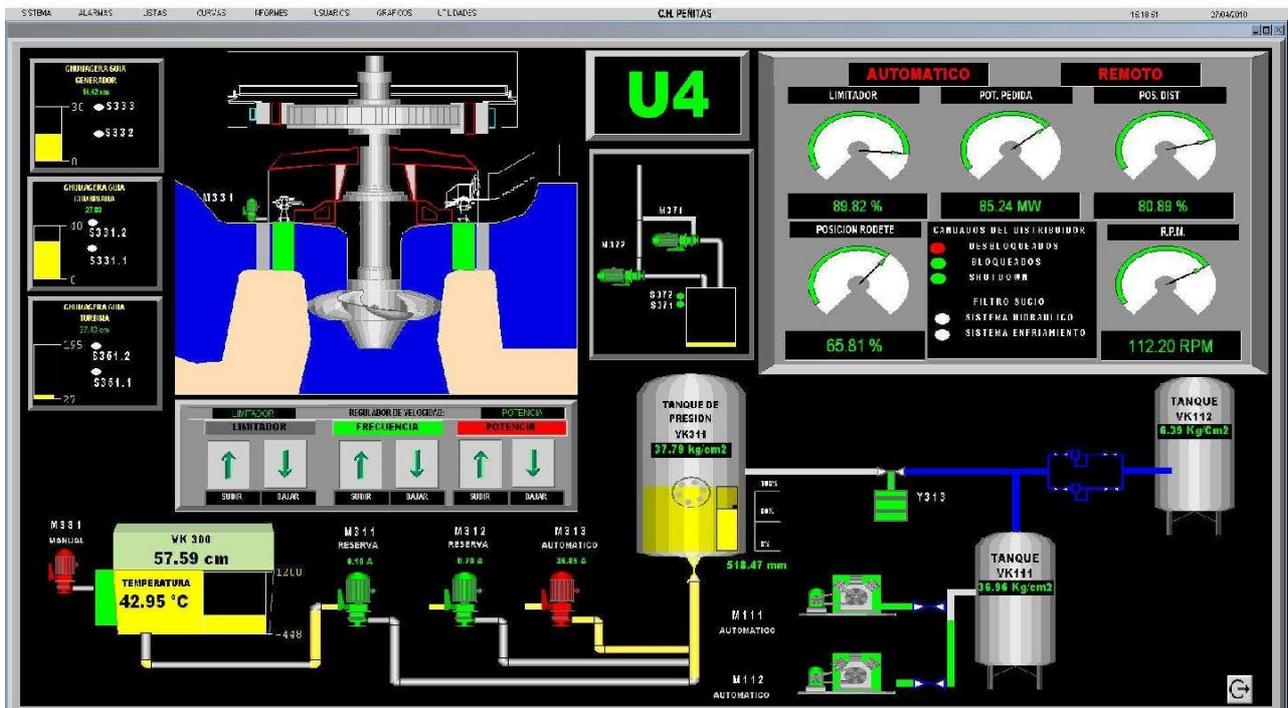


Fig. A2.19 Pantalla del sistema hidráulico.

En esta pantalla se puede visualizar los niveles de la chumacera combinada, chumacera guía turbina y chumacera generador y niveles de los tanques (Vk300 y Vk311), se puede visualizar la presión del tanque Vk311, Vk111 y Vk112. Tenemos la información del estado de las 3 bombas de regulación y el modo de operación como también la corriente que está consumiendo cada una de estas bombas. En este esquema se presenta un sistema de enfriamiento para enfriamiento del aceite de regulación y se visualiza la temperatura real.



Fig. A2.20 Niveles y temperaturas de los tanques.

En esta pantalla se puede visualizar el estado de operación del regulador de velocidad (Automático – Manual, Remoto – Local), Posición del Rodete, Posición del Distribuidor, Potencia Pedida, Velocidad de la unidad y Posición de limitador de apertura.

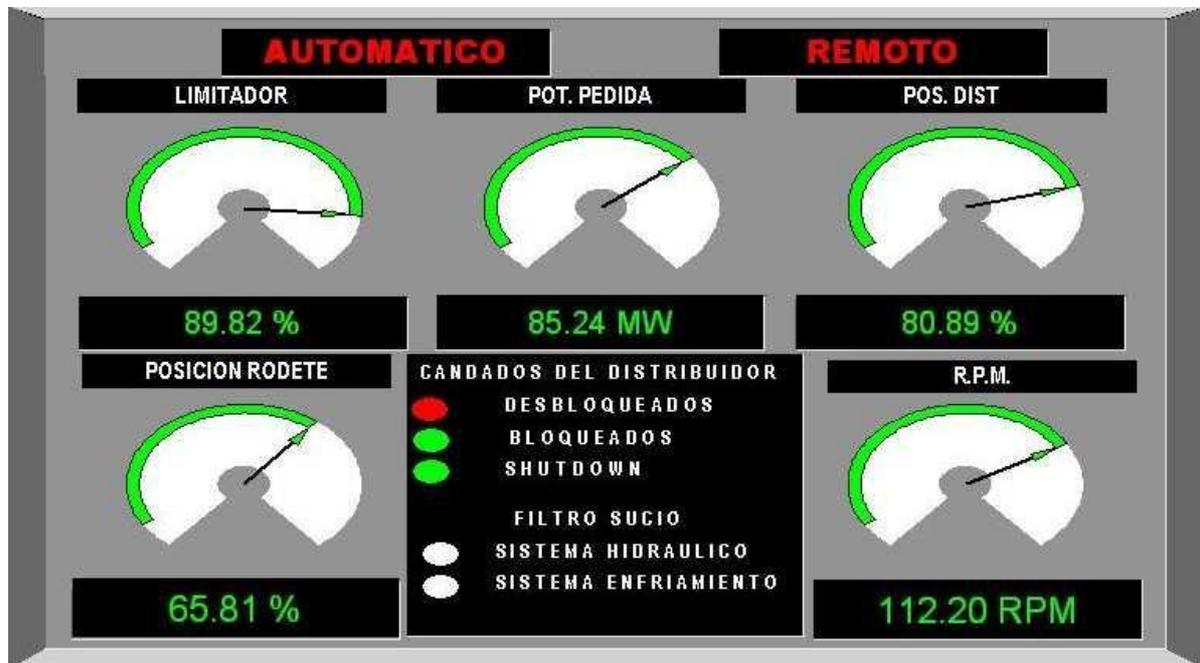


Fig. A2.21 Estado de operación del regulador de velocidad.

Se puede visualizar el estado de los candados del distribuidor cuando están bloqueados o desbloqueados, el estado del shutdown. El filtros sucios del sistema hidráulico y sistema de enfriamiento. En esta pantalla se puede realizar los mandos de subir y bajar Frecuencia, Potencia y Limitador de Apertura del distribuidor. Modo de regulación de la unidad (Frecuencia –Potencia).



Fig. A2.22 Mandos de subir y bajar Frecuencia, Potencia y Limitador de Apertura del distribuidor.

Pantalla de Mediciones. - En esta pantalla se pueden visualizar todas las temperaturas de la unidad como son Chumacera, Estator, Intercambiadores de calor y Transformador de Potencia. Todas las Mediciones de Generación y Servicios Propios. Las mediciones propias de unidad como son posición de alabes del Distribuidor y Rodete, Posición del Limitador de Apertura, Potencia Pedida, Velocidad de la unidad Frecuencia y presiones de las tanques acumuladores.

MEDICIONES

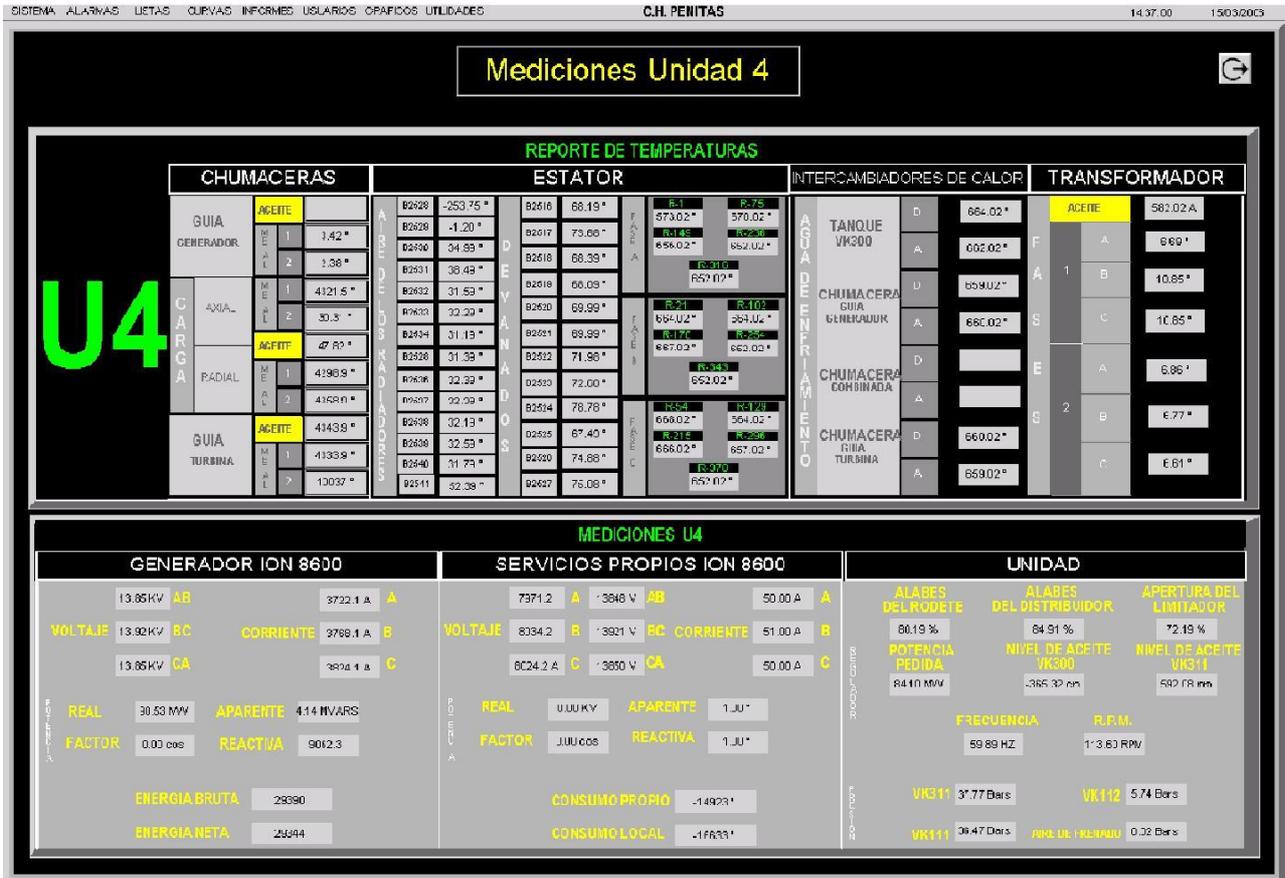


Fig. A2.23 Pantalla de mediciones.

Pantalla Temperaturas del Generador. - Aquí se pueden visualizar las mediciones del generador y temperatura los devanados y de los radiadores que son algunas de las temperaturas que se deben reportar al presentar alguna variación significativa, cuando una medición se sale de su valor normal de operación se visualizara una alarma indicando cual RTD's y la ubicación de ella.

TEMP. GEN

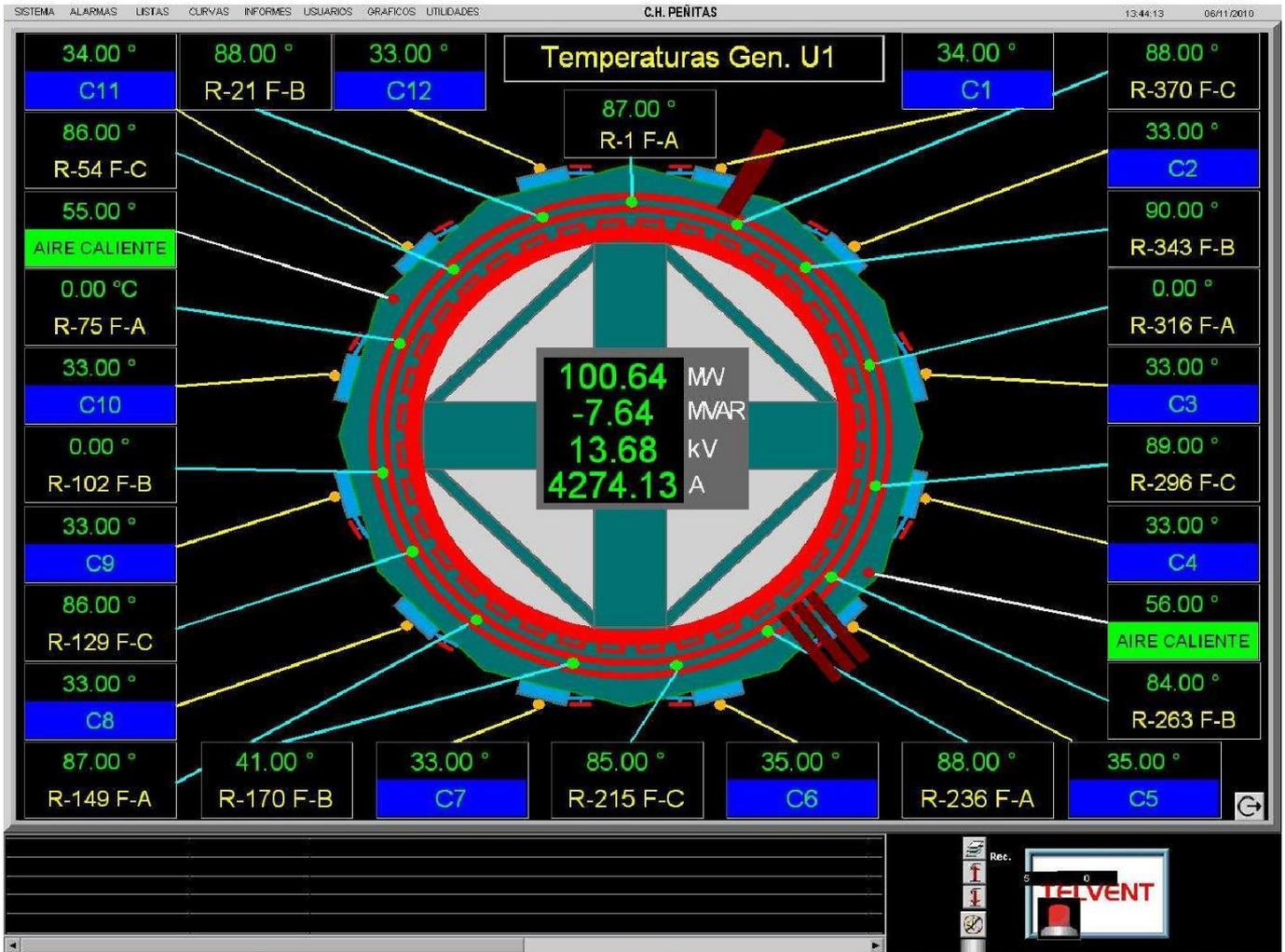


Fig. A2.24 Pantalla de temperatura del generador.

Pantalla de Obra de Toma. - En esta pantalla se visualiza el estado de las dos compuertas de unidad, Compuertas Abiertas, Compuertas Cerradas, Compuertas en Posición de By Pass (Abierta, Cerrada). Presiones Equilibradas. Se pueden realizar los mandos a dos compuertas estos mandos: Cierre de Compuertas, Paro de Compuertas, Apertura de Compuertas, Paro de By Pass, Apertura de By Pass, Reset a Compuertas

OBRA DE TOMA



Fig. A2.25 Pantalla de obra de toma.

Si tenemos una alarma activada en obra de toma se puede realizar el mando de “Reset a Compuertas” y elimina la activación de esta alarma y permite realizar los mandos. Si por alguna razón tenemos falla en alguna de las compuertas y tenemos que realizar mandos a una sola compuerta podemos seleccionar la compuerta a operar con los botones. Estos botones nos mandan a la pantalla siguiente dependiendo cual se seleccionen.



Fig. A2.26 Compuertas a operar con botones.

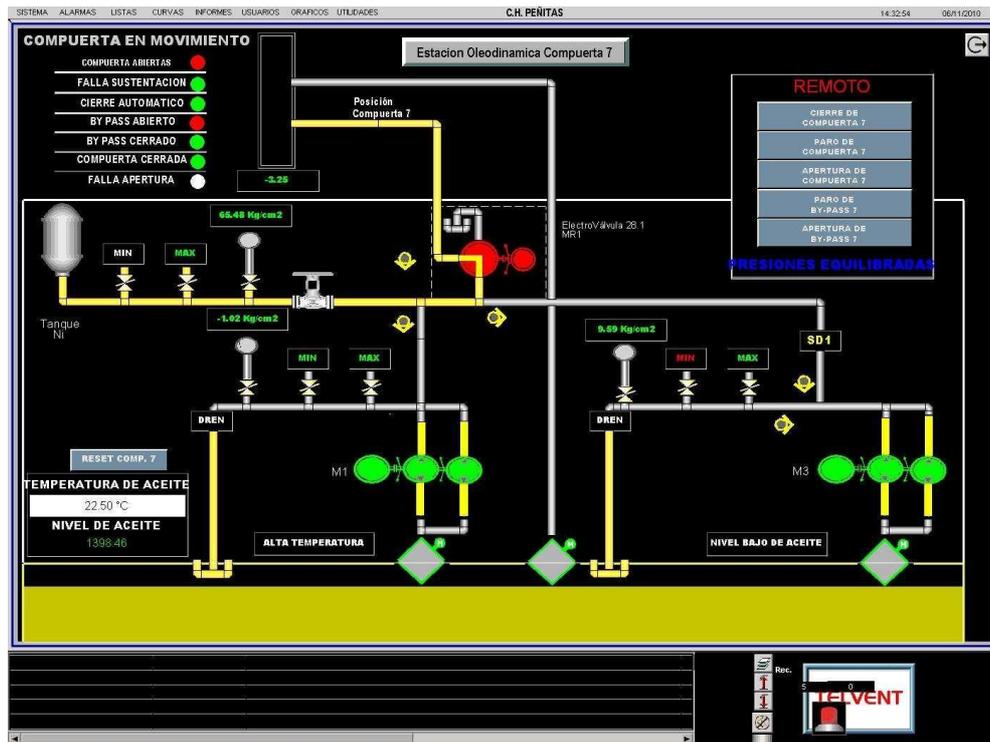


Fig. A2.27 Operación real de las compuertas.

En esta pantalla se puede realizar los mandos siguientes: Cierre de Compuerta, Paro de Compuerta, Apertura de Compuerta, Paro de By Pass, Apertura de By Pass. Se pueden visualizar el estado de operación real de la compuerta, las presiones de las bombas y tanque acumulador de nitrógeno. El estado de la válvula 28 y el estado de operación de la bomba, la temperatura de aceite y el nivel de aceite del tanque acumulador. En caso de tener una alarma operada en las compuertas se puede liberar está presionando el botón.



A3 Secuencias de Arranque

Dentro del Sistema de automatización existe programado dentro del IHM dos modos de arranque de secuencia de la unidad, Pasó a Paso y Arranque Maestro. Para realizar la secuencia Paso a Paso se deben cumplir las siguientes condiciones previas para cumplir con la secuencia, Arranque Auxiliares, Rodando en Vacío y Excitado.



Fig. A3.1 Mandos de secuencia de arranque.

Estas secuencias se deben de cumplir en este orden para completar la secuencia, si esta secuencia no se realiza de esta manera no da permiso para la secuencia siguiente. Para realizar la secuencia de Arranque Maestro, lo único que se tiene que hacer es seleccionar la secuencia y esta automáticamente cumplirá la secuencia hasta tener la unidad rodando y excitada lista para realizar la sincronización a sistema.

Para llevar a cabo el arranque de las secuencias debemos seguir los siguientes pasos: Debemos oprimir el botón de la secuencia que deseamos arrancar que es el que se encuentra de color verde por medio del ratón fig. A3.2. Una vez hecha esta acción aparecerá una ventana en la parte superior izquierda de la pantalla la cual nos indicará el orden solicitada la cual tenemos que seleccionar la orden "ARRANCAR Y EJECUTAR", fig. A3.3.



Fig. A3.2 Mando de secuencia de arranque (Arr. Auxiliares).



Fig. A3.3 Ordenes de arrancar y ejecutar.

Al oprimir los dos botones de arranque de auxiliares aparecerá nuevamente una ventana para solicitar la confirmación a la orden por medio de la siguiente ventana fig. A3.4. Una vez confirmada la orden de secuencia arrancara, la secuencia seleccionada iniciara el monitorea de cambios de estado que indica que se realiza una secuencia. Cada cambio de color indica que se a completado una orden. Ejemplo cuando cambia de estado a color rojo “BOMBA IZAJE M331 CONECTADA” indica que la bomba de izaje se encuentra conectada y en operación. fig. A3.5.

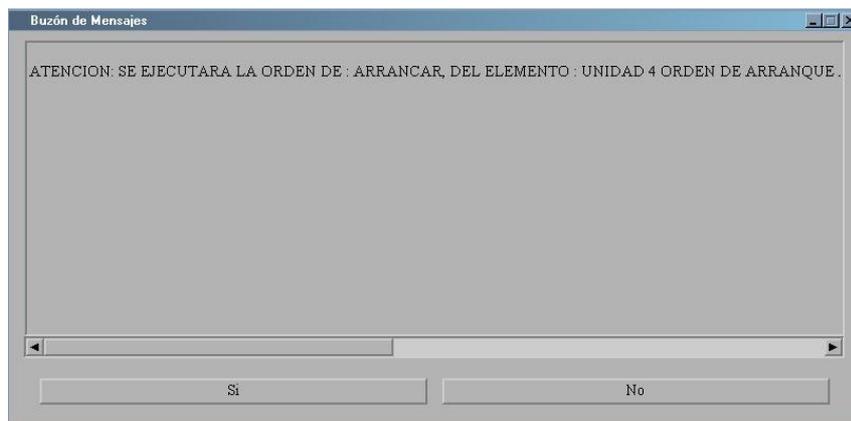


Fig. A3.4 Orden de arranque.



Fig. A3.5 Bomba de izaje se encuentra conectada y en operación.

Una vez concluida la secuencia de auxiliares listo, el botón cambia de color verde a color rojo indicando que la secuencia ha terminado y que en ese momento los auxiliares (ejemplo) se encuentran operando. De esta manera es la forma en que las secuencias son arrancadas desde la IHM.



Fig. A3.6 Color rojo, auxiliares se encuentran operando.

Grupo Preparado. - Para realizar la activación de alguna secuencia de Arranque de unidad como primer paso es verificar que se tengan condiciones iniciales que normalmente conocemos como grupo preparado. Si por alguna razón no tenemos grupo preparado que se indica de color verde se presiona el botón verde solicitando a la IHM que se despliegue la información a detalle del estado de la unidad en la cual verificares las condiciones faltantes para tener grupo preparado.

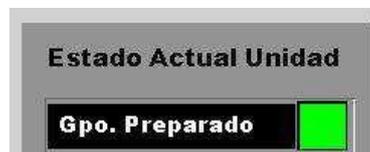


Fig. A3.7 Grupo preparado-activación.

En esta figura A.3.8 se observa que se tienen en color verde el conmutador en automático de la bomba de izaje que es una de las condiciones principales que la bomba de izaje se encuentre en automático. Se observa que se encuentra en color verde las bombas de regulación, para esta condición se necesita que una de las dos bombas de regulación se encuentre en automático o en operación, por lo que en esta pantalla se cumple por que la bomba M312 se encuentra en operación.

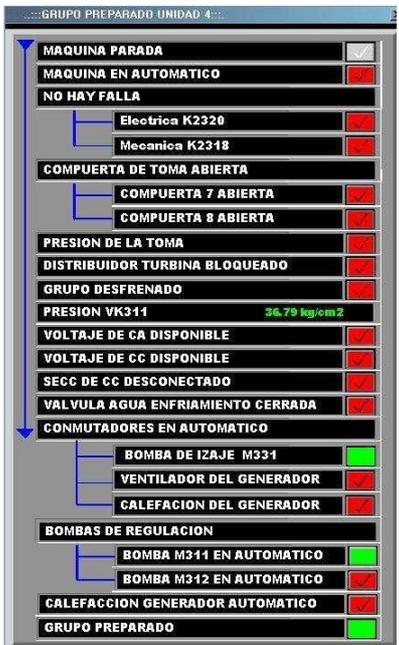


Fig. A.3.8 Conmutador en automático.

De estas dos condiciones la única condición que no se cumple y por la cual no tenemos grupo preparado es que la Bomba de izaje no se encuentra en Automático. Al realizar en cambio de estado del conmutador podemos observar cómo cambia de color de verde a color rojo en la pantalla indicando que el conmutador paso ha estado en automático y al tener esta condición observamos que tenemos Grupo Preparado de color rojo, fig. A.3.9.



Fig. A.3.9 Conmutador en automático.

A4 Secuencias de Paro

Paro Normal o Paro Maestro. - El proceso automático de la secuencia de paro de turbinado de la unidad principal, está dado por una orden que puede ser ejecutada desde la sala de tableros por medio del programa SCADA en la computadora principal del operador, fig. A4.1.

En piso de turbina se puede realizar la secuencia de paro a través de un impulso eléctrico mediante el botón de mando S2211, que se encuentra ubicado en el tablero DT y una tercera orden que se genera por medio de condiciones anormales de la unidad en forma de auto protección “disparos”.

Durante el proceso de la orden de paro de la unidad, esta orden tiene preferencia ante todas las secuencias y órdenes dadas por el PLC, y continúan así bloqueadas hasta que la orden de paro maestro termina su secuencia y la unidad se encuentra totalmente parada y preparada para un nuevo rodado “grupo preparado”.



Fig. A.4.1 Mandos de secuencia de paro.

Paro por Falla. - La secuencia de paro por falla siempre se encuentra activa esperando que una protección sea operada. Estas protecciones pueden ser protecciones eléctricas o protecciones mecánicas. La unidad al ser disparada el PLC's verifica la secuencia de paro. La unidad se encuentra cableado las protecciones más importantes por seguridad de la unidad: Apertura de interruptores, Apertura de interruptor de campo 41G, Cierre de Shutdown.

Al tener estos equipos operados el PLC's verifica la secuencia, checando que los interruptores se encuentren abiertos y si es verdad continua con la siguiente condición hasta encontrar la secuencia detenida esperando terminar de realizar la secuencia hasta tener grupo preparado.

A5 Fallas de Secuencias

Cuando se arrancan las secuencias es posible encontrarse con algunos problemas o dificultades, estos se alarmarán de tal forma que se puedan visualizar desde la pantalla de arranque, a continuación mostraremos los avisos que pueden aparecer, en la siguiente figura se muestra cuando una falla existe en el secuenciador. En esta señalización se observa que la secuencia quedo incompleta, por no cerrar el agua de enfriamiento, fig. A5.1

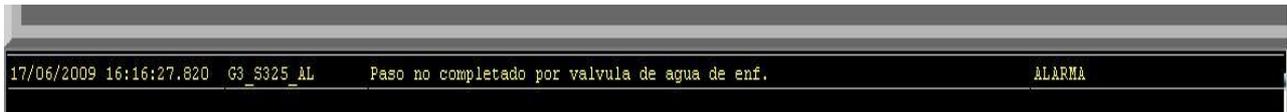


Fig. A5.1 Señalización de secuencia incompleta

Esto nos indica que la secuencia se quedó detenida y la secuencia no pasara de este paso, por lo que el ayudante del operador puede auxiliar al operador verificando el estado de la válvula de agua de enfriamiento porque condición no cerró. Al verificar las condiciones del agua de enfriamiento el operador puede realizar la orden de cierre del agua de enfriamiento a través de la pantalla de SCADA, fig. A5.2. Para continuar con la secuencia, tenemos dos opciones fig. A5.3.

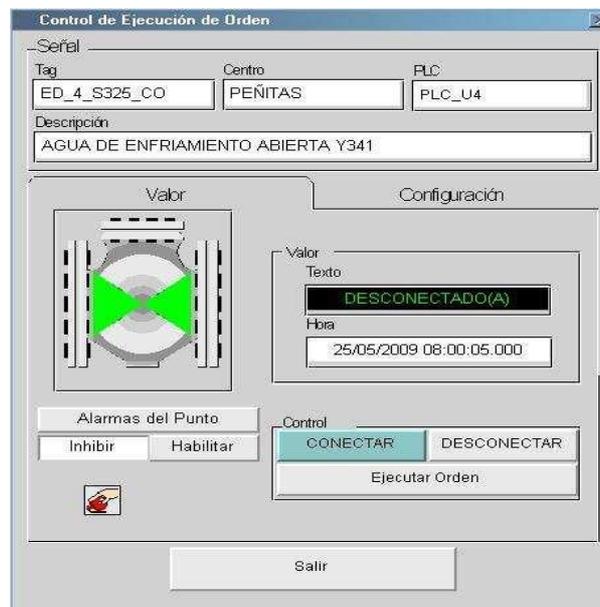


Fig. A5.2 Conexión y Desconexión de agua de enfriamiento.



Fig. A5.3. Opciones de secuencia.

Al evaluar el estado del agua de enfriamiento el operador puede decidir si termina o sigue la secuencia, al continuar con la secuencia el programa regresa a realizar el mando de cierre de agua de enfriamiento, encontrando que el agua está cerrado y continua el paso hasta terminar la secuencia.

Si el operador decide terminar la secuencia el programa aborta la secuencia dejando la unidad en falla, por lo cual el operador tendrá que regresar la unidad en condiciones de grupo preparado, apoyado de los mandos remotos de SCADA y mandos locales. En esta fig. A5.4 podemos ver todas las posibles alarmas de secuencias que pueden aparecer al operador cabe recordar que esta información podemos verla en forma de alarma en la pantalla del auxiliar de operación.

G4_M331_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Bomba de izaje M331 U4	NORMAL	2059
G4_E251_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Calefaccion Gen E251 U4	NORMAL	2060
G4_M252_AL	PLC_U4	Sec. incompleta del Ventilador M252 U4	NORMAL	2061
G4_S321_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Distribuidor de turbina S321 U4	NORMAL	2062
G4_S322_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Distribuidor de turbina S322 U4	NORMAL	2063
G4_S325_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Valvula de agua de enf. S325 U4	NORMAL	2064
G4_41G_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Int. de campo 41G U4	NORMAL	2065
G4_VOLTH90_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Tension del estator 90% U4	NORMAL	2066
G4_S2521_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Frenos S2521 U4	NORMAL	2067
G4_S318_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Distribuidor tur. CERRADO S318	NORMAL	2068
G4_S251_AL	PLC_U4	Paso no completado por Frenos Conectados Unidad	NORMAL	2069
G4_S2RPM_AL	PLC_U4	Sec. Incompleta RPM al 2% U4	NORMAL	2070
G4_S326_AL	PLC_U4	Sec. incompleta Valv. agua enfr. NO Abrio S326	NORMAL	2071
ED_4_DIFROT_AL	PLC_U4	Alarma diferencia de Posicion Rodete Unidad 4	NORMAL	2053

Fig. A5.4 Alarmas.

A.6 Alarmas

Una alarma es una indicación de cualquier alteración o situación anómala que se produce en el sistema; por ejemplo, se producirá una alarma cuando una señal analógica sobre pasa un límite establecido. Dentro de esta página lograremos observar para cada una de las alarmas los siguientes campos: Fecha y hora de aparición, Tag que identifica la señal, que la provocó Descripción de dicha señal, Mensaje o texto asociado a la activación de la alarma, Punto asociado a la base de datos, Tabla a la que pertenece el mensaje

Las alarmas son listadas por nivel de prioridad, con la alarma más reciente en la primera posición y de acuerdo a su prioridad es el color: Rojo. Alarma de prioridad alta normalmente es disparo de unidad, Amarillo. Alarma de prioridad media normalmente son alarmas de equipo, Verde. Alarmas de prioridad baja normalmente son restablecimientos de alarmas. Si la alarma no ha sido reconocida, aparece parpadeante, la severidad de la alarma también se indica auditablemente por la frecuencia y duración de los pitidos.

A7 Eventos

Esta página muestra un listado de eventos ordenados en forma cronológica inversa. Un evento es una indicación de cualquier suceso que se produzca en el sistema; por ejemplo: el arranque de un motor, la ejecución de una orden por el operador, los cambios de señales en campo, los cuales quedarán registrados en esta página, fig. A7.1.

The screenshot shows the 'Alarmas' interface with the following elements:

- Search and Filter Section:** Includes a search bar with 'Buscar' and 'Cancelar' buttons, and filter buttons for 'En Alarma', 'No en Alarma', 'Activas', 'No Reconocidas', and 'Reconocidas'.
- Table of Alarms:** A table with columns: Fecha, FTO, Descripción, and Mensaje. The table lists various events such as 'TRANSFORMADOR EXISTENCIA TEMPERATURA ALTA', 'NIVEL BAJO DE ACEITE CONDENSERA 001A (GENERADOR 0311)', and 'PERDIDA DE LA TENSION 1- 85 (150)'.
- Annotations:**
 - 'Reconocer alarmas Individualmente' points to the search bar.
 - 'Filtrar alarmas por Unidad' points to the filter buttons.
 - 'Reconocer alarmas en conjunto' points to the 'Reconocer Todas' button.
 - 'Navegar entre sus páginas utilizando los bonetes de avance y retroceso' points to the navigation buttons on the right.

Fig. A7.1 Pantalla de eventos.

Dentro de esta sección lograremos observar para cada una de las alarmas los siguientes campos: Fecha y hora en que se produjo el evento, Tag de la remota a la que corresponde el evento, Tag que identifica la señal que provocó el evento, Descripción de dicha señal, Mensaje o texto asociado a la activación del evento y origen del mismo Punto asociado a la base de datos, fig. A7.2.

A8 Panel de Alarmas



Fig. A8.1 Panel de alarmas.

Para ver las alarmas se debe dar clic en “alarmas” y aparece el cuadro, ahí se da clic en la sección que se quieren ver las alarmas ejemplo dar clic en turbina y aparecen las alarmas de la turbina en esta pantalla se puede navegar buscando las alarmas operadas en los diferentes plc’s instalados en la unidad: PLC’S avr, PLC’S instrumentación, PLC’S obra de toma, PLC’S tableros de control, PLC’S piso de turbina

Al seleccionar un tipo de pantalla se visualizara la información contenida en cada uno de los PLC’s como son las “ALARMAS” y “DISPAROS” en el caso que se encuentre programado esta entrada digital en el PLC’s seleccionado.

PLC’s AVR. - En esta pantalla se pueden visualizar todas las alarmas y disparos que son generados por el Regulador de Tensión. Como por ejemplo falla en un puente de Tiristores, esta es una Alarma pero si falla un segundo puente de Tiristores operaria falla en dos puentes de Tiristores generando un disparo de unidad, fig. A8.2.

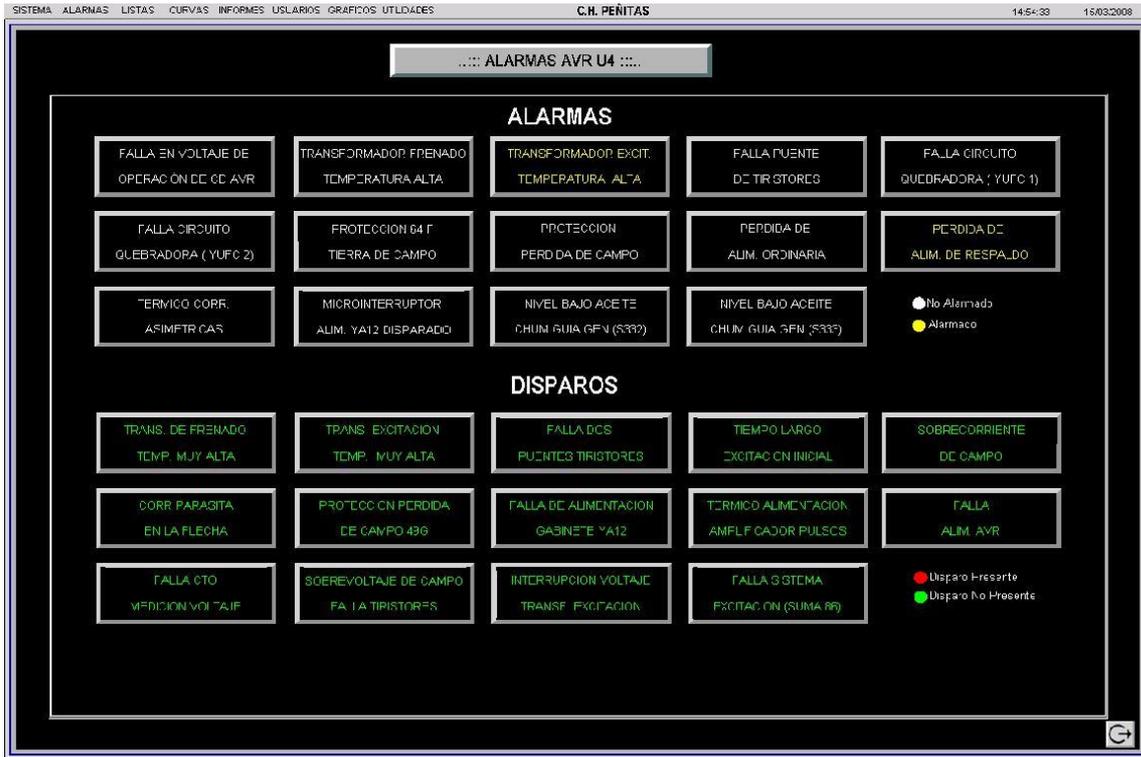


Fig. A8.2 Pantalla de alarma del AVR.

PLC's instrumentación. - En esta pantalla podemos visualizar las alarmas de temperaturas de las diferentes chumaceras (guía generador, combinada y guía turbina), niveles de aceite de las chumaceras y descarga de la Columba de agua de las bombas de agua infiltrada. Dentro de esta pantalla podemos observar cuando el disparo de nivel mínimo de aceite en el tanque vk311 esta operado, fig. A8.2.

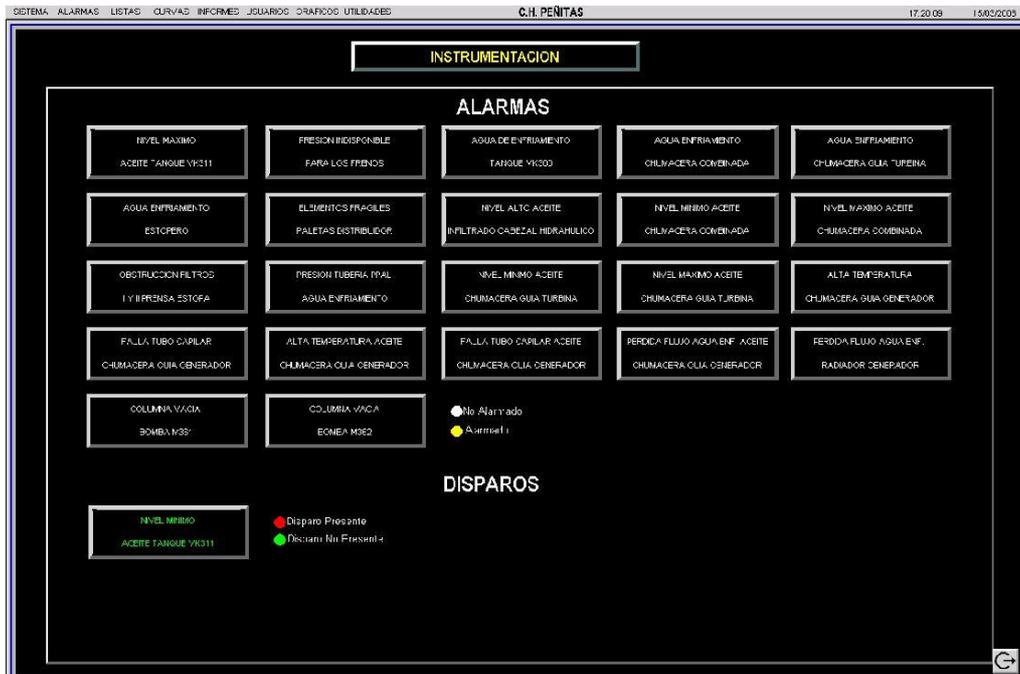


Fig. A8.2 Pantalla de alarma de Instrumentación.

PLC´s obra de toma. - En esta pantalla podemos observar las alarmas y disparos operados en obra de toma, como son cuando están operadas las protecciones térmicas de algún motor, presión mínima de compuerta, falla de apertura de compuerta o cuando las compuertas se encuentran en movimiento. Para los disparos se observa cuando la unidad se cierra por falla sustentación o cierre automático de compuerta y cuál fue la compuerta que inicio la secuencia de cierre, fig. A8.3.

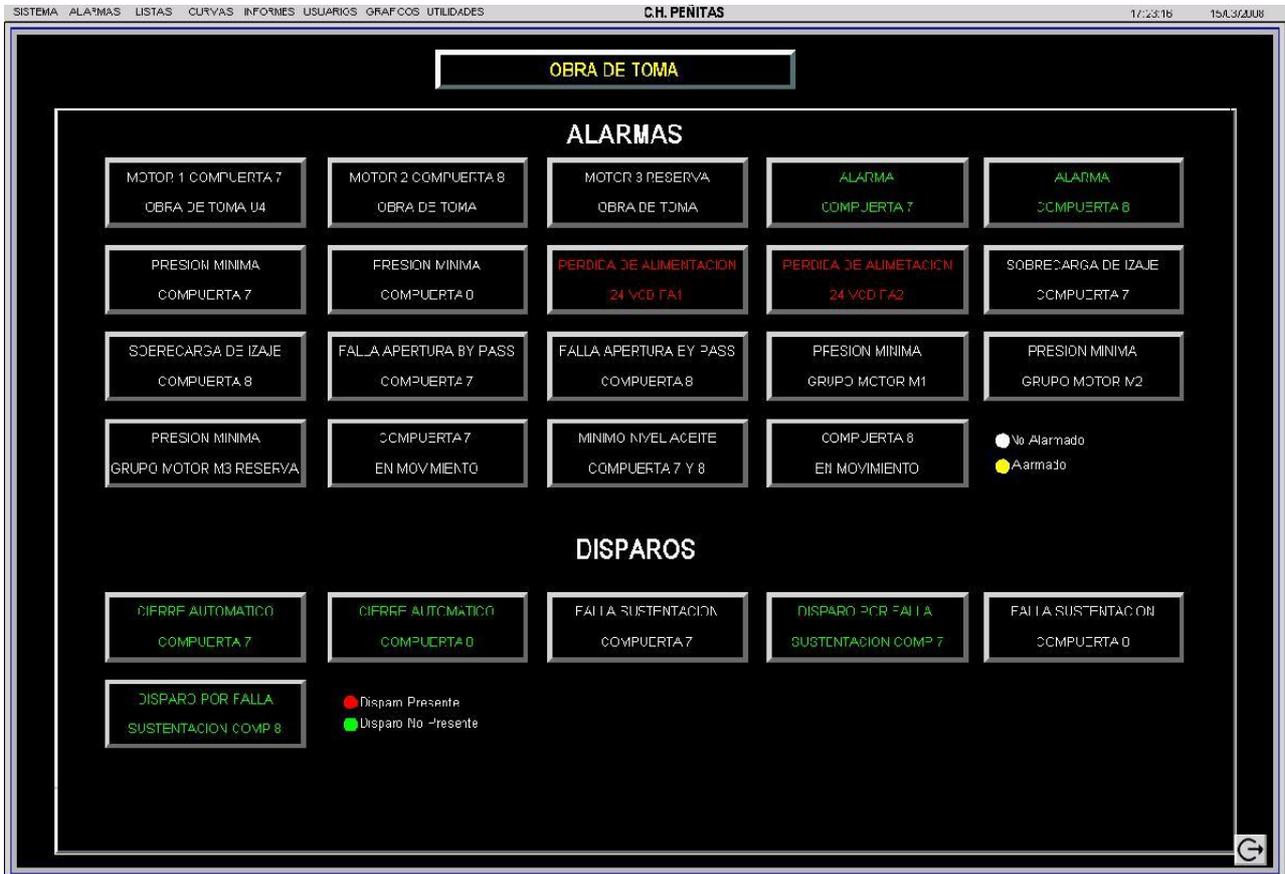


Fig. A8.3 Pantalla de alarma de obra de toma.

PLC's tableros de control. - En esta pantalla podemos visualizar el estado de la mayoría de las protecciones eléctricas del generador, protecciones mecánicas de la turbina, protecciones eléctricas del transformador de potencia y las protecciones de los servicios auxiliares, fig. A8.2.

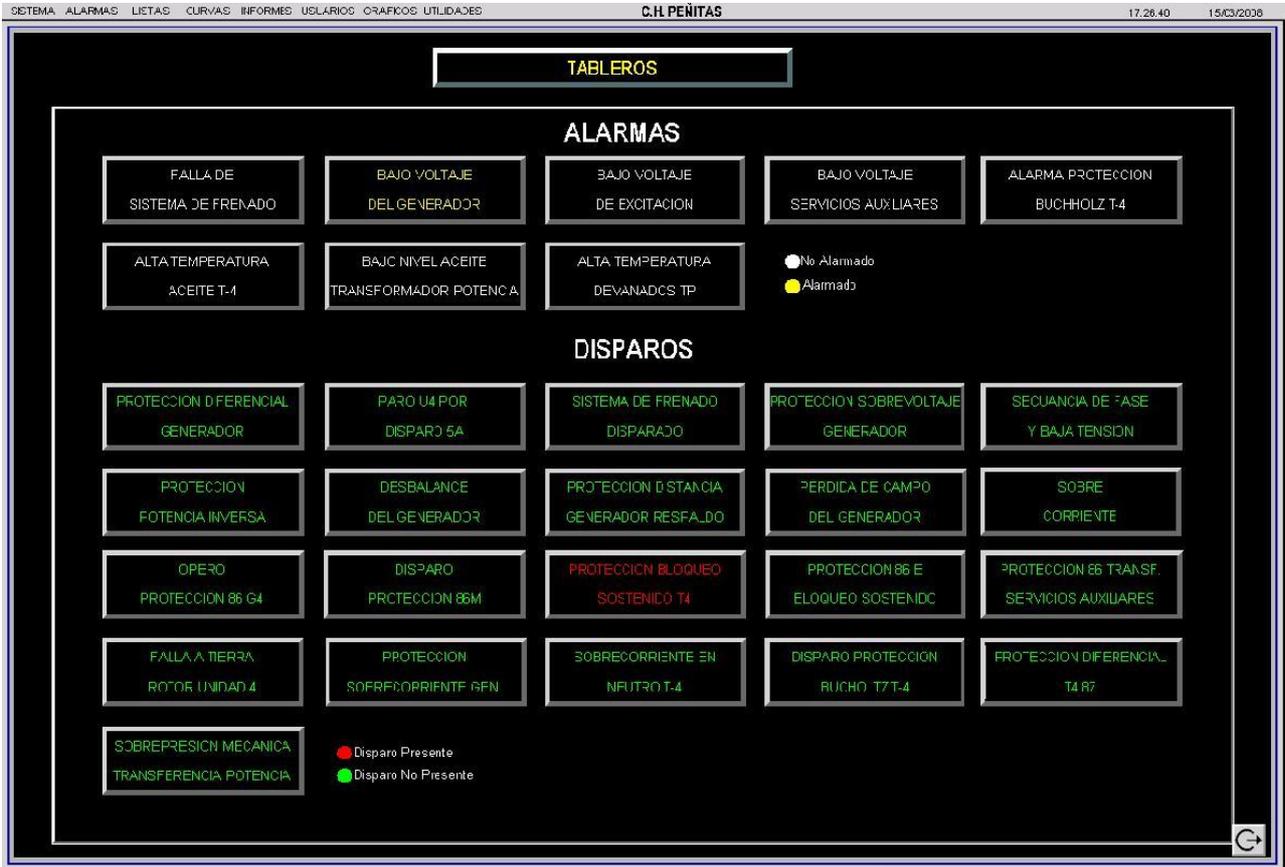


Fig. A8.2 Pantalla de alarma de tableros de control.

PLC's piso de turbina. - En esta pantalla podemos visualizar todas las alarmas de los equipos primarios de la turbina como son motores, compresores y ventiladores, que por alguna razón de falla, mandan la señal a la sala de tableros, fig. A8.3. Y también se visualiza las temperaturas de las chumaceras del generador. En esta pantalla podemos visualizar todos los disparos operados en el piso de turbina fig. A8.4.

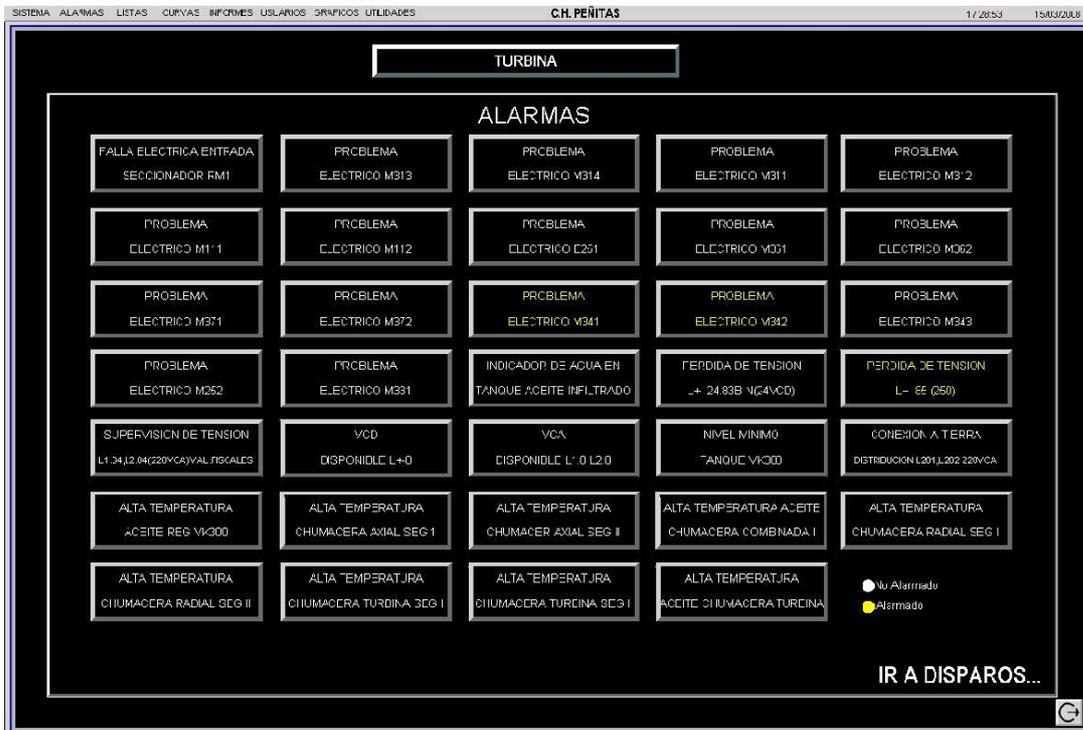


Fig. A8.2 Pantalla de alarma de Piso de turbinas.

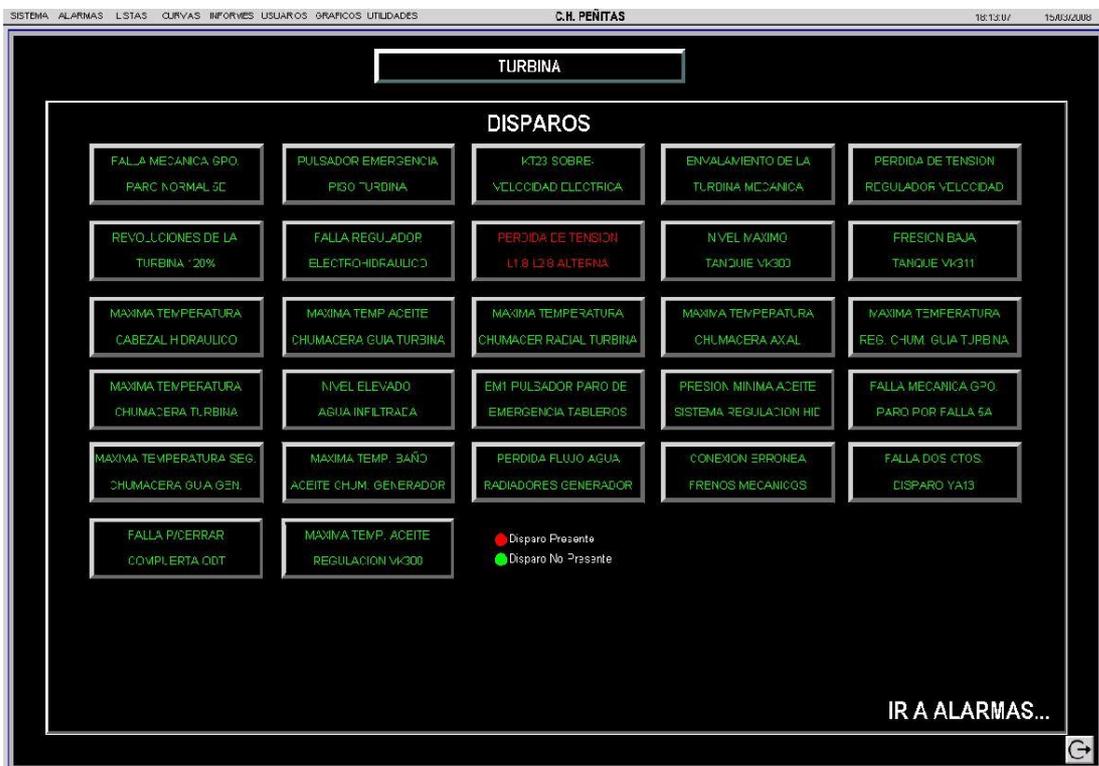


Fig. A8.3 Pantalla de alarma de disparos en piso de turbinas.

ALARMAS PROTECCIONES

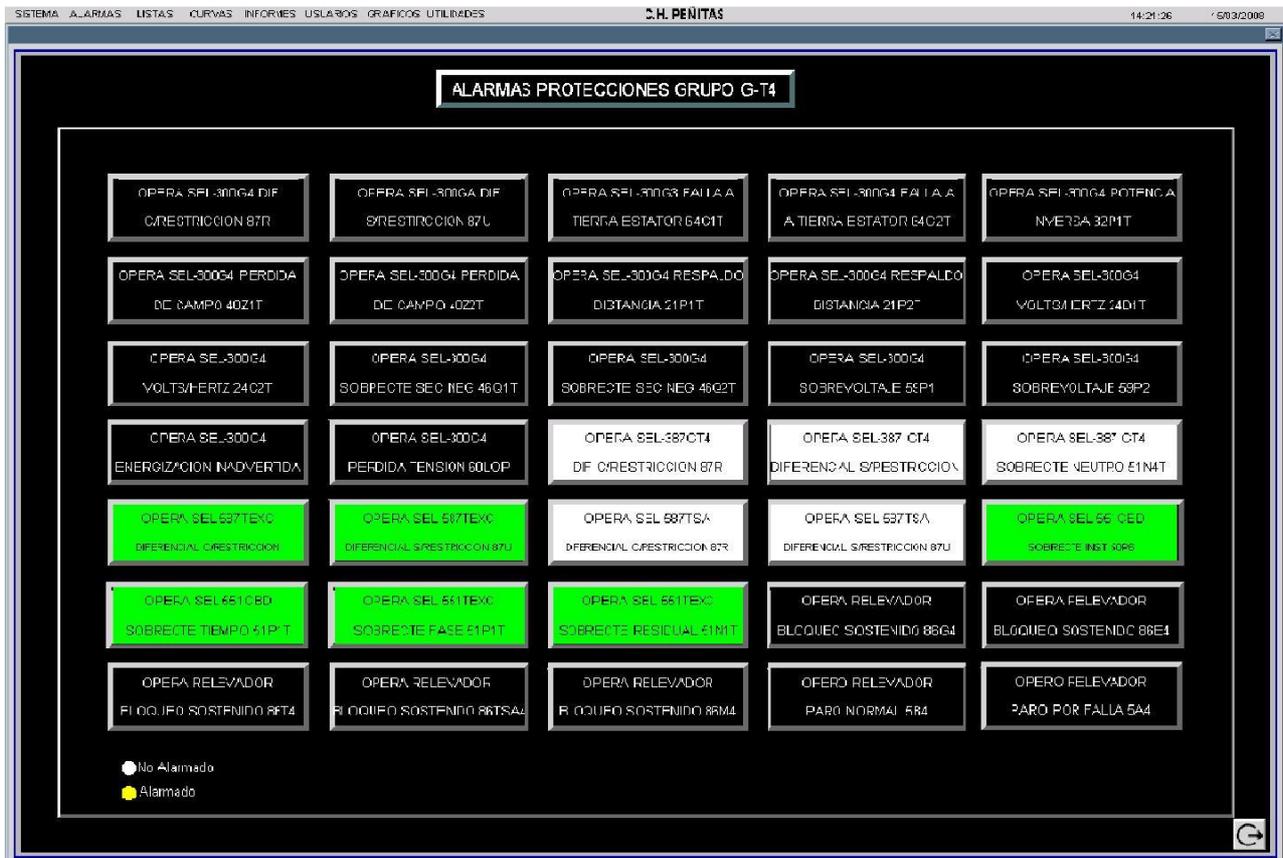


Fig. A8.4 Pantalla de alarma de protecciones.

