



Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

Reporte técnico de residencia profesional

Modernización del sistema de automatización de la unidad 1

Residente Profesional.- Hernández Hernández
José Daniel

Asesor Interno.- Dr. Rubén Herrera Galicia

Asesor Externo.- M.C. Jesús Artemio Pérez
Guillen

Enero-Junio 2014

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 ANTECEDENTES.....	3
1.2 ESTADO DEL ARTE	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	4
1.4 OBJETIVO.....	5
1.5 METODOLOGÍA; DIAGRAMA A BLOQUES	6
2. FUNDAMENTO TEÓRICO.....	8
2.1 SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS; SCADA	8
2.2 SUBSISTEMA DE INTERFAZ DE USUARIO; O HMI	9
2.3 SUBSISTEMA DE COMUNICACIONES	11
2.4 SISTEMAS DE ADMINISTRACIÓN DE INFORMACIÓN, DE APLICACIONES Y DIFERENCIAS TÍPICAS ENTRE SISTEMAS SCADA Y DCS.	11
3. DESARROLLO DEL PROYECTO.....	13
3.1 ANÁLISIS DEL PROCESO DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	13
3.2 PROCESO DE GENERACIÓN EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES	13
3.3 PRINCIPIO BÁSICO DEL FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR SÍNCRONO	15
3.4 CONSTRUCCIÓN MECÁNICA DEL GENERADOR SÍNCRONO ASEA	17
3.5 CÁLCULO DEL NÚMERO DE POLOS DE LA UNIDAD GENERADORA.....	17
3.6 TURBINA FRANCIS EJE VERTICAL; MOTOR PRIMARIO	19
3.7 SISTEMA DE EXCITACIÓN INICIAL Y PRINCIPAL DE LA UNIDAD GENERADORA; BANCO DE BATERÍAS Y FUENTE EXTERNA.....	20
3.9 UNIDAD AUXILIAR	27
3.10 ANTECEDENTES DE SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE LA CENTRAL	28
3.11 INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN Y CONTROL UTILIZADOS EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANUEL MORENO TORRES.....	30
3.12 CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS PARA EL SISTEMA SCADA DE LA UNIDAD 1.....	38
3.13 ARQUITECTURA DE CONTROLADORES Y SUBCONTROLADORES DE LA UNIDAD 1.....	42
3.14 TOPOLOGÍA DE COMUNICACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA UNIDAD 1.....	44
4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	46
5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	46
ANEXO A.- LISTA DE SENSORES, ACTUADORES, CONTACTORES DE LA UNIDAD 1.....	48
ANEXO B.- MANUAL DE MANTENIMIENTO MAYOR A LAS UNIDADES DE LA C.H.M.M.T.....	53
ANEXO C.- GUÍA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO MAYOR.....	55
ANEXO D.- PROTECCIONES A LA UNIDAD GENERADORA	60
ANEXO E.- CARACTERÍSTICAS DE LA OBRAS.....	64
ANEXO F.- SECUENCIA DE ARRANQUE U-1; DIAGRAMA A BLOQUES.....	68

Modernización del Sistema de Automatización de la Unidad 1

Hernández Hernández José Daniel

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Actualmente, en el ámbito industrial existen grandes cantidades de procesos que requieren de un grado de complejidad que los seres humanos no son capaces de realizar, afortunadamente el avance tecnológico con el que se cuenta hoy en día, brinda la posibilidad de hacerlos.

Existen sistemas autómatas que se basan en la lógica del PLC. Estos sistemas están formados por software/hardware que hacen a los procesos más amigables para el operario. Esta facilidad de operación se obtiene con la interacción de estos equipos, logrando agilizar a los procesos y aumentando la productividad de la empresa. Si estos procesos se realizaran con la interacción de seres humanos, estos demorarían un tiempo considerable en su realización.

Por ello, en las industrias, se agilizan estos procesos por medio de sistemas de control automáticos, evitando fallas humanas e incrementando la producción y seguridad al personal. Además, con sistemas de automatización se logran las metas requeridas para el buen funcionamiento de las industrias.

Tal es el caso de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, en ella existen innumerables procesos que necesitan de automatización por su importancia y complejidad. La central requiere trabajar bajo ciertos parámetros de operación y para conseguirlo se necesitan de estos sistemas.

La tecnología utilizada en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, se basa en el sistema SCADA, en ella intervienen controladores lógicos programables, sensores y actuadores que se encargan de medir, monitorear y controlar los diferentes procesos existentes. Sin un sistema de control automático, sería difícil mantenerla en funcionamiento.

La Central Hidroeléctrica cuenta con diferentes plataformas de automatización, como son los sistemas CENTRALOG/Ge Fanuc 90-30, Step7/Wincc, PCS7/S7-400. Estos sistemas son los encargados de realizar la labor de automatización de los procesos que se ejecutan en la central, debido a las diferentes plataformas, no se cuenta con un sistema homogéneo, lo que dificulta el control de los procesos.

Lo que se pretende realizar en la Central Hidroeléctrica, es homogenizar el sistema automático de control bajo un solo sistema SCADA, para ello, se necesitan establecer las características de los equipos necesarios para lograr la modernización del sistema de automatización. Es importante mencionar, que el sistema más actualizado con el que cuenta esta central es el sistema PCS7 de la marca Siemens.

1.2 Estado del Arte

En la actualidad la orientación comercial, amplía los criterios al momento de la selección de un PLC, nuevas estrategias de marketing y desarrollo tecnológico han evolucionado el giro de este negocio.

Siemens.- Una marca alemana reconocida, de gran confiabilidad, los PLC fabricados por esta compañía se caracterizan por su gran robustez frente a condiciones no óptimas (humedad, polvo, picos de voltaje, armónicos, fluctuaciones en la red, etc.).

Gracias a su versatilidad tratándose de los lenguajes de programación utilizados (KOP, FUP, AWL) son muy fáciles de programarlos, aun en procesos complejos, en donde intervienen grandes cantidades de motores con enconders o resolvers y sensores, aplicando control de torque, de velocidad, etc., esto dependiendo del proceso.

Vipa.- Una marca alemana considerada un clon de la marca siemens. Tiene un desarrollo tecnológico superior, este PLC usa un procesador de mayor velocidad que el de siemens, esto es favorable para una mayor frecuencia de muestreo del PI-System y SCADA, sin que el PLC sea saturado, una de las ventajas es que es 100% compatible con el desarrollo de Siemens, se puede programar con el mismo software STEP-7, posee todas las ventajas de funcionalidad de Siemens.

Allen Bradley.- Su desarrollo en la tecnología SIL (Nivel de integridad de seguridad) aplica un grado de redundancia en sus componentes electrónicos, esto le permite seguir trabajando ante una falla de cualquiera de sus partes, en consecuencia a esto le da extrema confiabilidad, según el grado SIL, se aplica en procesos críticos sean explosivos, inflamables, corrosivos o tóxicos, donde la seguridad es estrictamente primordial.

GE- Fanuc- PLC Series 90-70.- Los PLC Serie 90-70 han sido diseñados para aplicaciones complejas, como sistemas modulares triples redundantes, procesamiento de alta velocidad, aplicaciones que requieren un gran número de I/O y memoria. La serie 90-70 puede manejar aplicaciones que requieren un máximo de 12000 I/O y hasta 6 MB de memoria. La serie 90-70 posee un módulo Ethernet TCP/IP que soporta la transferencia global de datos o Ethernet Global Data (EGD) desde un dispositivo a otro en la red.

1.3 Justificación

La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres forma parte del complejo hidroeléctrico Grijalva, uno de los más importantes del país, en consecuencia, la central está obligada a cumplir con estándares estrictos requeridos de producción y operación, para cumplir estos estándares la central necesita funcionar las 24 horas al día, los 365 días del año, de una manera confiable, segura y productiva. Los seres humanos están limitados para muchas de las funciones que se requiere en esta central.

Un sistema automático de control puede realizar procesos de gran complejidad, en donde el personal se encuentra limitado. Un sistema de control automatizado tiene la capacidad de controlar múltiples procesos a la vez, reducir los errores, brindar una confiabilidad de operación y producción, estas condiciones son indispensables en la central hidroeléctrica para su óptimo funcionamiento.

En la central hidroeléctrica existen 3 sistemas de automatización de control, el sistema STEP7/Wincc, CENTRALOG/GE-Fanuc 90-30 y el sistema PCS7/S7-400, siendo la plataforma PCS7 el sistema con mayor actualización instalado en la central. Como consecuencia, las unidades de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres difieren en plataformas de automatización, por lo que se necesitan diferentes programaciones y diversos equipos para el funcionamiento de estos sistemas, como resultado es complicado tener un control estable en la central generadora.

Se ha observado que la plataforma PCS7, brinda mejoras en automatización, por ello se pretende modernizar el sistema de automatización de la Unidad 1. Esta unidad se encuentra automatizada bajo la plataforma Step7/Wincc. Para lograr dicha modernización, se necesitan definir las características de los equipos requeridos, para lograr modernizar la plataforma actual a la plataforma PCS7, obteniendo con ello la homogenización entre las unidades 3,6 y 7 en cuanto a automatización.

La plataforma PCS7 brinda mejoras en licencias, programación de manera conjunta a los PLC, cambio a la programación de cualquier PLC dentro de la red SCADA de la estación ingeniería, el tiempo de respuesta es más rápido para identificación de fallas, con lo que se obtiene una reparación en menor tiempo al dar aviso con rapidez. Además, con este sistema se obtiene una considerable reducción de programación.

Implementando la plataforma PCS7 para las unidades de la central, se obtendrían los beneficios que brinda este sistema, se lograría homogenizar el sistema de automatización de control, en consecuencia, se obtendría un alto rendimiento, estabilidad en la producción y confiabilidad en el control de los procesos de generación. De esta manera se cumplirían los estándares exigidos y por consecuencia la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres seguirá siendo una empresa de competencia para industrias generadoras de energía eléctrica del sector privado.

1.4 Objetivo

Definir las características de los equipos necesarios para modernizar el sistema de automatización de la Unidad 1 que actualmente se basa en STEP 7/WINCC y se migrará al sistema PCS7 de la marca Siemens.

1.5 Metodología; Diagrama a bloques

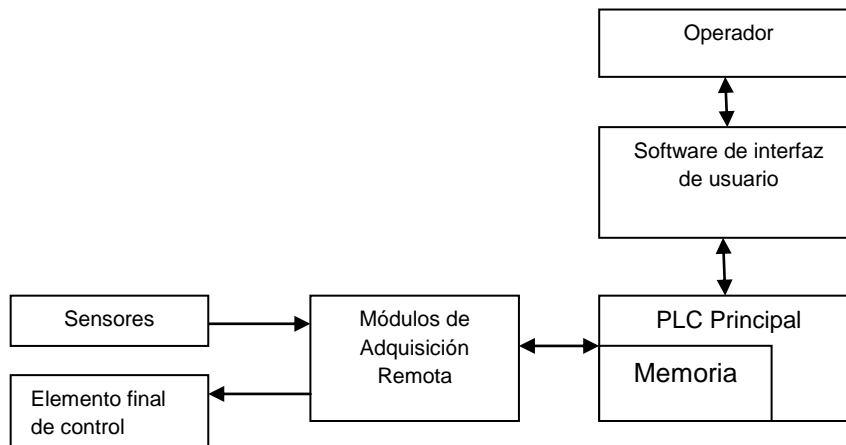


Fig. 1.5. Diagrama a bloques del sistema de automatización propuesto.

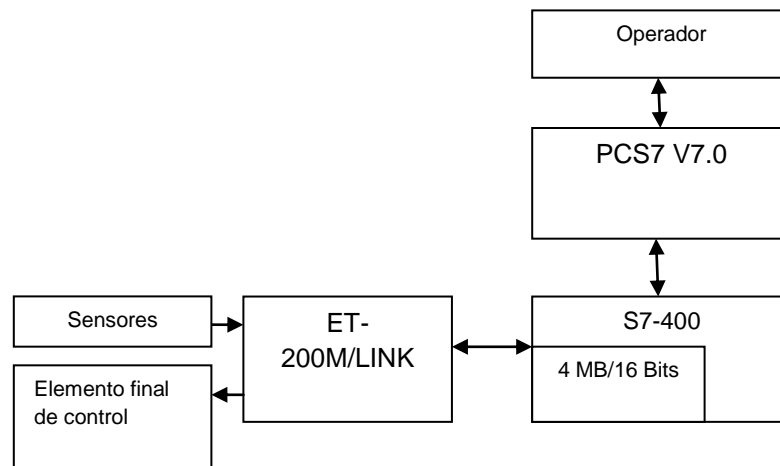


Fig. 1.6. Sistema de Adquisición, Control y Automatización de la U-1.

Este sistema propone utilizar una red de comunicaciones de fibra óptica tipo anillo redundante a 12 hilos bajo el protocolo de comunicación Ethernet, la red estará conectada al PLC principal por medio de módulos SCALANCE. Además será capaz de cambiarse de un canal a otro en caso de falla o indisponibilidad de uno de ellos, estos canales de comunicación estarán conectados físicamente de manera independiente, esto para que los procesos que se estén realizando no sean interrumpidos al momento de ejecutar el cambio al otro anillo.

Operador.- Es el personal encargado de dar instrucciones de acuerdo al monitoreo, secuencias, alarmas o eventos presentados en la central, se encargan de interactuar con el programa para el correcto funcionamiento de ella. Sin embargo, estarán limitados de cierta forma por el PLC principal, ya que si este detecta una operación errónea, emitirá una alarma.

Software de interfaz de usuario.- El software sirve como programador e interacción entre la máquina y el operador. La interfaz de usuario monitorea en tiempo real los procesos e interpreta las instrucciones que el operador desea. Generalmente esta interfaz es conocida como HMI.

PLC Principal.- Debe tener la capacidad de recibir señales de los módulos de adquisición remota de entradas digitales o analógicas que vienen del campo y efectuar el procesamiento de las señales mediante secuencias de operación y monitoreo, verificación de alarmas y estados, además de generar señales digitales o analógicas de salidas a elementos finales de control.

Memoria RAM.- Es donde el PLC guarda o registran todas las instrucciones, como eventos, fallas o alarmas, estos datos pueden ser impresos, con el objetivo de generar reportes. La memoria es parte importante, los datos guardados sirven como referencia al usuario para comparación de eventos, fallas o alarmas futuras.

Módulos de adquisición remota.- Podrán adquirir información de las entradas digitales y analógicas provenientes del cableado de campo mediante el protocolo de comunicación Modbus, además tendrán la capacidad de accionar los relevadores de salidas digitales y proporcionar las salidas analógicas requeridas para los procesos, los módulos de adquisición remota (MAR) tendrán la capacidad de comunicarse con el PLC principal por medio del protocolo PROFIBUS DP, las comunicaciones tanto al nivel anillo Ethernet y al nivel de la Unidad, tendrán la topología de doble anillo redundante.

Los módulos de adquisición remotos se implementarán para Obra de toma, Piso de barras, Turbina, RTD-1, RTD-2, VAE (Válvula de agua de enfriamiento), Transformador, Excitación y Subestación. Se pretende reemplazar los PLC instalados actualmente, por módulos remotos, de esta manera se obtendrá un sistema descentralizado obteniendo mayor velocidad de repuesta y reducción de costos al adquirir módulos remotos en lugar de un PLC para cada frente.

Sensores.- La central cuenta con sensores de temperatura, de flujo, posición, presión, etc., estos dispositivos tienen la capacidad de monitorear desde el flujo de aceite hasta medir la temperatura de los devanados, entre otras muchas funciones, son los encargados de censar el comportamiento de las variables que el usuario desea, estos envían las señales mediante transmisores a las entradas analógicas y digitales de los módulos de adquisición remotas para posteriormente ser analizadas por el PLC principal.

Elementos Finales de Control.- Estos dispositivos son los encargados de realizar el trabajo directamente en campo, son controlados por el operador, mediante el software de interfaz de usuario, el PLC principal y finalmente por los módulos de adquisición remota. Los elementos finales de control pueden ser desde un relé electrónico hasta una válvula de agua.

2. Fundamento Teórico

2.1 Sistema de supervisión de control y adquisición de datos; SCADA

El control de supervisión apoya acciones de control del operador ubicado en equipo remoto o local, como la apertura o cierre de un interruptor, con características de seguridad como es la autorización y el procedimiento para seleccionar, verificar o ejecutar.

El subsistema de captación de datos reúne datos transmitidos a distancia para que sean utilizados por todas las otras funciones dentro del sistema. Mediante equipo local de entrada y salida (I/O), los datos se obtienen de varias fuentes como son terminales remotas (RTU) instaladas en plantas y subestaciones, y aparatos cercanos al centro de control del sistema. En el caso de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se utilizarán módulos remotos o mejor conocidos como módulos de adquisición remota, MAR.

Un sistema SCADA proporciona tres funciones de importancia crítica en la operación de una red eléctrica pública.- adquisición de datos, control de supervisión, presentación y control de alarmas.

Función de adquisición de datos.- periódicamente, el subsistema de adquisición de datos recaba de módulos remotos estos datos en forma procesada o sin analizar. Esta adquisición consta de cinco etapas funcionales.- recolección de datos, procesamiento de datos, supervisión de datos, cálculos especiales y control de imagen de barrido.

Dentro de la etapa de recolección de datos se origina la captura periódica de los datos provenientes de módulos remotos, con la frecuencia apropiada. Además, en la recolección de datos se vigila los diversos barridos para asegurarse que se inicien y terminen dentro del proceso en curso.

En el procesamiento de datos se convierten los valores analógicos, contenidos en los datos sin analizar, en unidades de ingeniería; también es responsable de convertir puntos digitales de condición a estados de sistema convencionales (0 para cerrado y 1 para abierto). Los datos para puntos que se reponen en forma manual en la base de datos, por lo general no se procesan. El procesamiento de datos también se encarga del manejo de datos obtenidos de enlaces de datos para otros sistemas de cómputo.

Durante la etapa de supervisión de datos se enlaza con el procesador de alarma y notifica cuando ocurre lo siguiente.- el equipo cambia de estado, los valores exceden los límites de operación. La supervisión de datos también proporciona funciones de banda muerta y retorno a normal.

La etapa de cálculos especiales brinda apoyo a varios cálculos estándar como son copiar un valor, MVA a partir de mediciones de MW y MVAR, MVA a partir de KV y amperes, Amperes a partir de mediciones de MVA y KV, otros cálculos periódicos

comunes. Los valores calculados se derivan periódicamente de datos explorados en la base de datos.

En el control de imagen de barrido se elimina una terminal del barrido o conmuta la asignación de canal cuando ocurren errores sostenidos de comunicaciones. El control de imagen de barrido intenta restablecer, periódicamente, las comunicaciones con terminales que han sido eliminadas del barrido.

Funciones de control de supervisión.- esta función permite que el operador controle equipos remotos y acondicione o cambie valores en la base de datos. Todas las operaciones son procedimientos de pasos múltiples.- el primer paso es la selección del aparato que va a ser operado, sigue la verificación visual, y el paso final es la ejecución o cancelación por parte del operador.

El acondicionamiento de datos comprende operaciones como las siguientes.- sustitución manual de datos transmitidos a distancia, inhibe/activa alarma, retorno normal (definición de cambio de estado normal de un equipo), entra en derivación (de telemetría fallida), etiqueta/borra etiqueta.

La presentación de resumen apoya las funciones del cambio manual, inhibir/activar alarma y etiquetar/borrar etiqueta. Las entradas de estos resúmenes suelen estar en orden cronológico inverso, la más reciente se ubica en la parte superior del resumen.

Función de presentación en pantalla y control de alarma.- El subsistema es responsable de la presentación de alarmas al operador, apoya la presentación de alarma y el control de dicha presentación.

La presentación de alarma es responsable de construir el mensaje de alarma, organizar alarmas en categorías, mantener una presentación de resumen de alarma así como un resumen anormal, conservar bitácora de consola, iniciar anunciadores audiovisuales y enlazarse con otras funciones como por ejemplo el tablero.

El control de presentación asigna prioridades a los mensajes de alarma, reconoce puntos que son inhibidos por alarmas o cambiados en forma manual para el operador y proporciona funciones de operador como es el reconocimiento de alarma.

2.2 Subsistema de interfaz de usuario; o HMI

La característica más visible de un sistema de automatización es el subsistema de interfaz de usuario, que comprende.- Presentación de los datos del sistema en monitores, entrada de datos en el sistema mediante un teclado, validación de la entrada de datos, apoyo a procedimientos de control de supervisión, salidas de los monitores para impresoras o copadoras de video, control de programas de aplicación para ser ejecutados por el operador.

Las imágenes se crean con el empleo de un software especial, que permite la definición de enlaces entre áreas en la pantalla y la base de datos del sistema para recuperación y entrada de datos. Igualmente, el usuario puede definir teclas de función o teclas de función/ubicaciones en pantalla (puntos de empuje) al formar una imagen, para ocasionar la presentación de otra imagen o para iniciar la ejecución de un programa de aplicación.

El software permite al operador crear o modificar los elementos estáticos de la pantalla y añadir, modificar o borrar los datos y enlaces de control de ella. Cuando el operador se encuentre satisfecho con la pantalla, la definición de imagen se guarda en el archivo para que la interfaz de usuario pueda utilizarla posteriormente.

Las imágenes se presentan en pantallas en una consola. Una consola del sistema consta de uno o más pantallas que tienen capacidad completa de graficación, un controlador de imágenes, un teclado y un mouse. La flexibilidad en el formato de la pantalla permite que un solo subsistema preste apoyo a gran variedad de tipos de imágenes.

Estas suelen comprender menú o índice, diagramas de circuito esquemático de una línea, resúmenes del sistema, subestaciones y generación, línea de transmisión, resumen, configuración de sistema, programa de aplicación, tendencia o gráfica, compilación de datos de perturbaciones, almacenamiento de datos históricos, reporte.

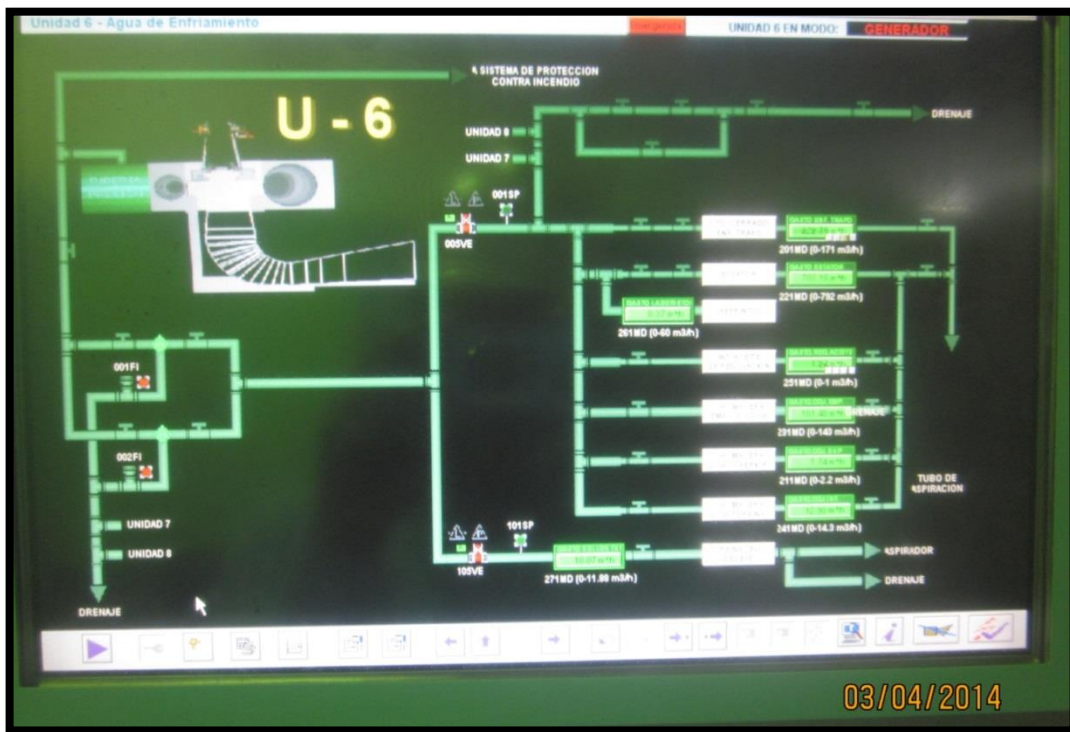


Fig. 2.1. Ejemplo de una HMI de un sistema SCADA; Cortesía CFE.

2.3 Subsistema de comunicaciones

El subsistema de comunicaciones abarca la administración de una red de área local que preste apoyo al sistema mismo, como por ejemplo, una Ethernet dual redundante, anillo de señales o un medio de comunicaciones de fibra ópticas, y apoyo de comunicación con otros sistemas de cómputo y equipo de campo.

Además de los usuarios dentro de la sala de control, puede haber diseñadores, estudiantes, programadores, ingenieros y ejecutivos que requieran acceso al sistema a través de pantallas estándar de consola, pantallas remotas, o incluso computadoras personales. Todos ellos tienen que estar conectados al sistema mediante una red de área local que pueda extenderse fuera del edificio del centro de control a otras instalaciones.

Otras conexiones dentro de la planta pueden comprender sistemas de ingeniería fuera de la línea, para la planeación a largo plazo, otros sistemas de control, por ejemplo, la administración de carga, distribución o administración de planta y control, así como sistemas de cómputo corporativos (facturación y usuarios).

Los protocolos de comunicación que se utilizan en algunos casos en plantas de generación y de otros tipos, pueden ser PROFIBUS DP de fibra óptica o cobre, MODBUS y Ethernet TCP/IP de fibra óptica. En la actualidad la topología utilizada de base, en su mayoría, en anillos dobles redundantes por su alta disponibilidad.

2.4 Sistemas de administración de información, de aplicaciones y diferencias típicas entre sistemas SCADA y DCS.

El subsistema de administración de información apoya la definición y acceso de datos utilizados por el sistema. Esto incluye todos los datos estáticos descriptivos del sistema eléctrico, la configuración del sistema y los datos compartidos con otros sistemas; también incluye la organización de información para usos específicos como son, por ejemplo, la adquisición y vigilancia de datos y el algoritmo de análisis de redes.

En configuraciones actuales de los sistemas de administración de energía, la base de datos está distribuida, lo que resulta la necesidad de facilitar el acceso a datos, sin distraer al operador o a los programadores de aplicaciones y a otros usuarios del sistema. La evolución de estándares de software y herramientas en la industria de las computadoras ha conducido a productos que dan soporte a estas necesidades, como el caso de gerentes de base de datos relacionales y archivos de redes de cómputo y gerente de recursos.

En el subsistema de aplicaciones estas amplían la utilidad de un sistema de administración de energía, lo que permite que los datos recolectados por el sistema SCADA se usen en la optimización y control del sistema eléctrico.

Diferencias Típicas entre sistemas SCADA y DCS.- Un sistema SCADA está basado en computadoras que permiten supervisar y controlar a distancia una

instalación. A diferencia de los Sistemas de Control Distribuido, el lazo de control generalmente es cerrado por el operador. Los Sistemas de Control Distribuidos se caracterizan por realizar las acciones de control en formas automáticas respaldadas generalmente en PLC.

En la actualidad es fácil hallar un SCADA realizando labores de control automático en cualquiera de sus niveles, aunque su labor principal sea de supervisión y control por parte del operador. A continuación se puede observar un cuadro de las principales características de los sistemas SCADA y los Sistemas de Control Distribuido.

Diferencias típicas entre los sistemas SCADA y DCS		
Aspecto	SCADA	DCS
Tipo de arquitectura	Centralizada	Distribuida
Tipo de control predominante	Supervisión: supervisión y monitoreo a lazo cerrado. No es aconsejables lazos cerrados de control adicionalmente.- control secuencial y regulatorio.	Regulatorio: lazos de control cerrados automáticamente por el sistema. Adicionalmente.- control secuencial, batch, algoritmos avanzados, etc.
Tipos de variables	Desacopladas	Acopladas
Área de acción	Áreas geográficamente distribuidas.	Área de la planta.
Unidades de adquisición de datos y control	Remotas, PLC.	Controladores de lazo cerrado. PLC
Medios de comunicación	Radio, satélites, líneas telefónicas, conexión directa, LAN, WAN.	Redes de área local, conexión directa.
Base de datos	Centralizada	Distribuida

Tabla 2.1. Diferencias típicas entre los sistemas SCADA y DCS.

3. Desarrollo del Proyecto

3.1 Análisis del proceso de generación Hidroeléctrica

Los elementos principales de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres son los que a continuación se mencionan.-

Deposito superior o de alto nivel.- Generalmente, se hace construir una presa sobre un rio. Obra de toma.- Consiste en un canal o conducto de concreto para conducir el agua directamente a turbinas de bajo salto o a conductos a presión que se usan en turbinas de carga media o grande. Conducto de presión.- Consiste en un túnel, tubería o conducto de presión, o cualquier combinación de éstos, para llevar agua a presión a turbinas de carga media y grande.

Rejillas de basura.- En la entrada de la obra de toma o del conducto a presión. Compuertas de la obra de toma y del tubo de aspiración. Turbina hidráulica.- Consiste principalmente en un rodete conectado a un eje o árbol para producir potencia motriz a partir de la energía inherente del agua a presión, en un mecanismo para controlar la cantidad de agua que fluye hacia el rodete y en conductos para agua que entra y salen del mismo. Regulador.- para operar el mecanismo de control de la turbina hidráulica.

Generador eléctrico.- Conectado al eje de la turbina hidráulica para convertir la potencia motriz primaria de la turbina a potencia eléctrica. Regulador de presión.- usado a veces como tanque de compensación para impedir elevaciones excesivas y caídas de presión durante cambios repentinos de carga en instalaciones con largos conductos a presión.

Casa de máquinas.- Se construyen para albergar y soportar la turbina hidráulica, el generador, el regulador de presión (en caso de que se tenga) y dispositivos auxiliares. Tubo de aspiración.- Normalmente es parte de la estructura de la casa de máquinas, que aleja el agua del rodete de la turbina. Canal de desfogue.- usado a veces para llevar el agua de la galería al depósito de descarga.

Depósito de agua descargada.- Recibe el agua que sale de la galería y es normalmente parte del rio original a una elevación menor que el del depósito superior. A la diferencia de elevación entre el nivel del agua en el depósito superior y el nivel del agua en el depósito de agua descargada se le llama carga total de la planta.

3.2 Proceso de generación en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres

La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se encuentra ubicada en el cauce del Rio Grijalva, esta central aprovecha la fuerza del salto de agua del rio para transformar la energía hidráulica en energía eléctrica. La energía potencial durante la caída, se convierte en energía cinética, el agua continúa su curso por medio de

tubos que la conducen directamente a la turbina a gran velocidad, provocando un movimiento de rotación, que finalmente se transforma en energía eléctrica.

La Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, tiene un embalse donde se almacena el agua como energía potencial, cuenta con una obra de toma, en ella se encuentran las compuertas que obstruyen o permiten el paso del agua hacia el ducto de presión que puede ser un túnel o tubería, antes del ducto existen rejillas que impiden la introducción de basura.

Este ducto dirige el agua directamente hacia la turbina, durante este procedimiento la energía potencial se transforma en energía cinética. El agua hace girar a la turbina a grandes revoluciones por minuto, transformando la energía cinética en energía mecánica, que a su vez aplica una fuerza conocida como par al rodete produciendo un movimiento rotatorio y por principio de funcionamiento del generador síncrono, la energía mecánica se convierte en energía eléctrica.

A continuación se describe el funcionamiento del motor primario de la unidad generadora.- En la turbina tipo Francis, el agua entra a la carcasa de la turbina con alta energía potencial y relativamente baja energía cinética. La energía potencial, que es una función de la diferencia de presión entre la entrada y la salida del rodete, ocasiona que el agua fluya por los cangilones del rodete.

Conforme el agua fluye sobre las superficies curvas de los cangilones del rodete la velocidad en un lado del cangilón es mayor en el lado opuesto. Esta diferencia de velocidad en las superficies de las paletas ocasiona un diferencial de presión a través del cangilón y ejerce una fuerza sobre ella. Esta fuerza en su radio respectivo en el rodete, ocasiona, entonces, que ésta imprima energía mecánica al eje de la turbina.

En las carcasas de la turbina de reacción, la carga estática se transforma solo parcialmente en velocidad, dejando una sobrepresión en la carcasa y el rodete. La sobrepresión ocasiona una aceleración de la velocidad relativa del agua que pasa a través del rodete, en el área de descarga que es menor que el área de entrada.

El agua entra a la cámara espiral desde los conductos de toma o desde la tubería de carga, pasa por el anillo fijo guiada por los álabes directrices fijos, luego a través de las paletas directrices móviles con eje paralelo al principal controlan el flujo de agua hacia el rodete y, en consecuencia, la salida de energía de la turbina.

Los rodetes de las turbinas Francis tienen, por lo común, los extremos superiores de los cangilones unidos a una corona y los extremos inferiores unidos a una banda, encerrando, así, completamente el pasaje del agua a través del rodete. Las turbinas Francis se usan normalmente para cargas hidráulicas que van de 100 a 1500 ft (30.5 a 457 m). Las velocidades específicas varían de 57 a 328 r.p.m. En la C.H.M.M.T se utilizan turbinas tipo Francis por la altura de la caída con la que cuenta, 176 m, la velocidad de rotación es de 163.64 rpm para las unidades de la primera etapa.

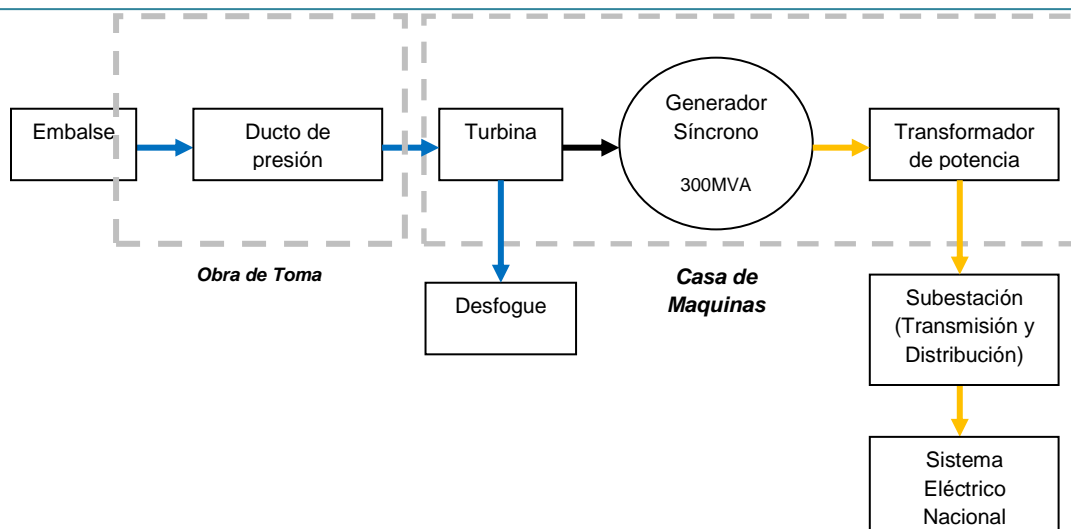


Fig. 3.1. Esquema del proceso de generación hidroeléctrica de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

3.3 Principio básico del funcionamiento del Generador Síncrono

El principio básico del funcionamiento de un generador síncrono se basa en la producción de un campo magnético en el rotor ya sea mediante el diseño de éste como un imán permanente o mediante la aplicación de una corriente de cd a su devanado para crear un electroimán.

El rotor del generador gira mediante un motor primario, que en consecuencia produce un campo magnético giratorio dentro de la máquina. Este campo magnético giratorio induce un conjunto de voltajes trifásicos dentro de los devanados del estator del generador.

Por lo general los términos que se utilizan para describir los devanados de una máquina son devanados de campo para el rotor y devanados del inducido para el estator. Algo muy importante que mencionar es que los rotores se construyen con láminas delgadas para reducir las pérdidas por corrientes parásitas, como es el caso de la construcción del rotor de la unidad 1.



Fig. 3.2. Rotor de la U-1.

La construcción del rotor de la Fig.3.2 está compuesto por láminas delgadas, éstas laminas delgadas limitan que las corrientes parásitas se propaguen mediante el área del rotor, de esta manera se reducen las perdidas por estas corrientes. Si se observa detenidamente, en la cara del rotor existen unas ranuras donde van ubicados los polos, de esta manera los polos van incrustados de tal forma, que al girar el rotor, estos giran con conjunto.



Fig. 3.3. Estator o Inducido; Vista superior.

Los devanados trifásicos del estator se aprecian en las Fig.3.3 y 3.4, estos devanados son inducidos por voltajes trifásicos de 17,000 Volts para esta máquina en específica. La unidad se encuentra conectada en estrella.

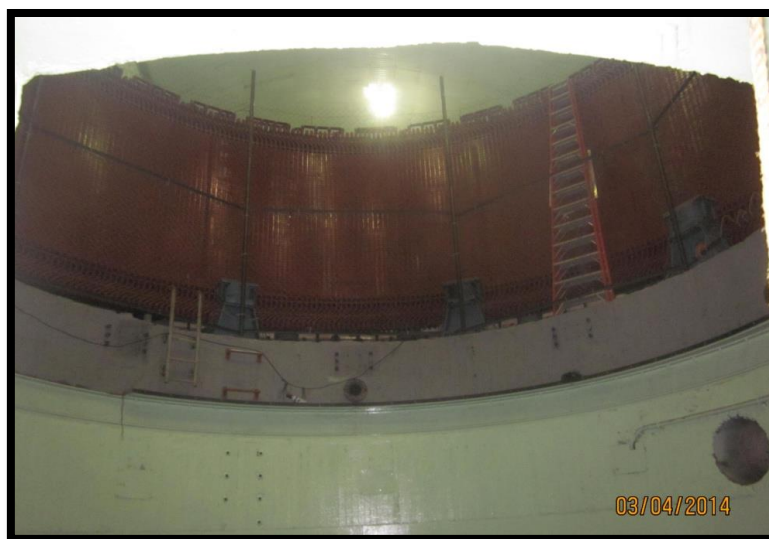


Fig. 3.4. Estator o inducido; Vista inferior.

3.4 Construcción mecánica del generador síncrono ASEA

El circuito magnético tanto los devanados del alternador están diseñados para funcionar satisfactoriamente tanto mecánica como eléctricamente, en consecuencia están equipados con la adecuada estructura de soporte formada por un yugo de estator o carcasa, cuerpo de rotor, eje, cojinetes y soportes para los últimos mencionados.

Los criterios de diseño para este alternador síncrono, están basados no sólo en las condiciones normales de operación, sino también en las condiciones anormales como son cortocircuitos y velocidades que exceden los límites normales.

Dentro de la configuración de campo se encuentran dos variantes fundamentales en la construcción mecánica, estas variantes son la construcción del rotor con polos salientes y la de polos lisos o redondos. En su mayoría, con excepción en alternadores modernos pequeños y algunos excitadores de ca sin escobillas, el campo es el elemento giratorio (rotor) y la armadura es el elemento estacionario (estator). Para el caso de este generador síncrono la configuración del campo es de la variante de polos salientes y existe un elemento giratorio y uno estacionario.

La construcción de polos salientes, en donde los devanados de campo se encuentran en piezas polares sujetas al cuerpo de rotor, se usa para máquinas de baja velocidad, 1200 r.p.m. o menos, por el costo que es relativamente menor. La velocidad para nuestro generador es de 163.64 r.p.m.

Otras dos variantes de construcciones se caracterizan porque el eje es horizontal o vertical. Por lo común, el diseño de unidades motrices primarias determina, si la maquina ha de ser horizontal o vertical. Para el generador analizado, el eje es de la variante vertical, esto se debe al gran tamaño y a su baja velocidad de rotación, además de tener como motor primario a la turbina tipo Francis. Sin embargo los circuitos magnéticos y devanados tanto para maquinas verticales u horizontales son similares, encontrándose en sus miembros estructurales las diferencias entre estos dos tipos.

3.5 Cálculo del número de polos de la unidad generadora

Para el cálculo del número de polos de esta unidad se aplicará la formula conocida de la frecuencia para maquinas síncronas, ya que contamos con los valores reales de la frecuencia con la que trabaja esta máquina y la velocidad con la que gira, se puede decir que la frecuencia por revolución, es en consecuencia, igual al número de pares de polos.

Ya que la frecuencia depende directamente de la velocidad ($rpm/60$) y también del número de pares de polos ($P/2$), se pueden combinar estos dos factores en una sola ecuación, es decir.-

$$f_e = \frac{P}{2} \times \frac{n_m}{60} = \frac{n_m P}{120} \dots \dots \dots \text{Ecuación 3.1}$$

Donde f_e Es la frecuencia eléctrica en Hz, n_m es la velocidad mecánica del campo magnético, dado en rpm que es igual a la velocidad del rotor de las maquinas síncronas, y P es el número de polos. Para el cálculo de los polos de esta unidad tenemos los datos de $f_e = 60 \text{ Hz}$, para la velocidad $n_m = 163.4 \text{ rpm}$. Despejando entonces a P , obtenemos la formula final.-

$$P = \frac{f_e 120}{n_m} \dots \dots \dots \text{Ecuación 3.2}$$

$$P = \frac{(60)(120)}{163.64} = \frac{7200}{163.64} = 43.99 \approx 44 \text{ polos}$$



Fig. 3.5. Polos Salientes; 44 en total.

Otras de la características que se observaron en los polos durante la residencia, es que en sus caras se encuentran instalados devanados de amortiguamiento, estos devanados otorgan una ventaja extra a una máquina síncrona durante el arranque, incrementan la estabilidad de la máquina.

Esto se debe a que el campo magnético del estator gira a una velocidad constante n_{sinc} , que varía solo cuando varía la frecuencia del sistema. Si el rotor gira a una velocidad constante n_{sinc} , entonces los devanados de amortiguamiento no tienen ningún voltaje inducido.

En cambio, si el rotor gira a una velocidad menor que n_{sinc} , entonces habrá un movimiento relativo entre el rotor y el campo magnético del estator y habrá un voltaje inducido en los devanados. Este voltaje a su vez produce un flujo de corriente y en consecuencia este flujo de corriente produce un campo magnético. La interacción entre estos dos campos produce un par que tiende a acelerar a la máquina.

De lo contrario, si el rotor gira más rápido que el campo magnético del estator, se producirá un par que intentará disminuir la velocidad del rotor. Por ello, el par producido por los devanados de amortiguamiento acelera las máquinas lentas y disminuye la velocidad de las máquinas rápidas. Estos cambios de velocidad se presentan cuando un generador opera en paralelo en un sistema de bus infinito.

Si se presenta una variación en el par del eje del generador, su rotor se acelerará o perderá velocidad momentáneamente, estos cambios son contrarrestados por los devanados de amortiguamiento. Estos mejorarán la estabilidad general de los sistemas de potencia por medio de la reducción de la magnitud de los transitorios de potencia y par.



Fig. 3.6. Devanados de amortiguamiento; En la cara del polo.

3.6 Turbina Francis eje vertical; Motor primario

El motor primario que utiliza el generador síncrono de 300 MVA, es una turbina Francis con eje vertical de la marca Japonesa Mitsubishi, la tubería utilizada para esta turbina tiene una presión de 20 Kg/cm^2 , su velocidad específica es de 163.64 rpm, la caída de agua utilizada para esta turbina en la central es de 176 m, con una capacidad de $186.7 \text{ m}^3/\text{s}$.

Durante la estancia en la residencia profesional se observó al motor primario de la unidad 1 con las siguientes características.-Marca Mitsubishi, $186.7 \text{ m}^3/\text{s}$ – 176 m, 427,000 HP – 163.64 rpm, 20 kg/cm^2 tubería.



Fig. 3.7. Turbina Francis de eje vertical; Cortesía CFE.



Fig. 3.8. Flecha U-1; Cortesía CFE.

La flecha es la parte física que acopla al rotor de la unidad generadora con el motor primario. En ocasiones es posible detectar corrientes en la flecha por falla de las protecciones.

3.7 Sistema de excitación inicial y principal de la unidad generadora; Banco de baterías y fuente externa.

El sistema de excitación inicial.- Se basa de 120 baterías conectadas en serie que conforman un banco de batería, cada una de ellas suministra 2.1 V_{cd}, lo que resulta en total un voltaje de corriente directa de 250 V_{cd}. El banco de batería sirve como excitación inicial cuando el generador comienza a rodar, el banco de batería excita al generador con 250 V_{cd}. durante 5 segundos, posteriormente de este

procedimiento, la unidad comienza a generar y suministra los 17 KV que necesita el transformador de excitación, para entrar a la etapa de excitación principal.



Fig. 3.9. Banco de baterías; 250 Vcd conexión en serie.

Sistema de excitación principal.- Como consecuencia del constante movimiento del rotor, se necesita un arreglo especial para que la unidad 1 sea excitada. Existen dos métodos de excitación. El primero es suministrar al rotor la potencia de C.D. desde una fuente externa de corriente continua por medios de anillos de rozamientos y escobillas.

El segundo es suministrar la potencia de C.D. desde una fuente de potencia de corriente continua especial montada directamente en el eje del generador síncrono. Para el generador síncrono en análisis se observa un sistema de excitación principal basado en el primer método.

Como parte de este sistema externo, se tiene un transformador de excitación, que reduce el voltaje de 17KV obtenidos de la generación, a $12KV_{ca}$, posteriormente este voltaje reducido es rectificado por puentes de thyristores de la marca ASEA, obteniendo $340 V_{cd}$. y una corriente de excitación de 1840 A de corriente directa. En la figura 3.10. Se observa a un Thyristor desmontado de la marca ASEA, posteriormente en la Fig. 3.11, se observan las terminales de conexión. Además en la figura 3.12 se aprecian las barras de conexiones para suministrar el voltaje de excitación al rotor.

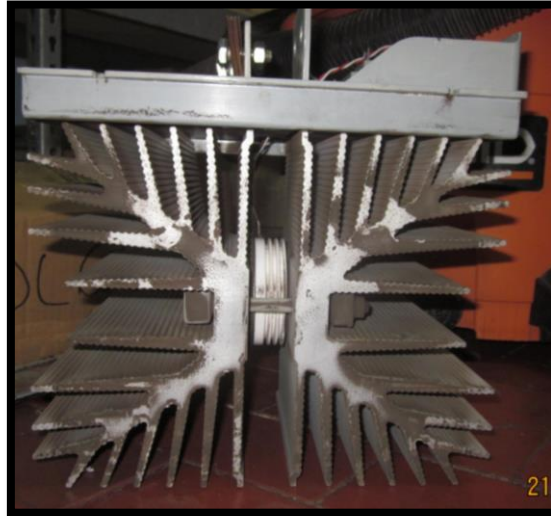


Fig. 3.10 Thyristor; Marca ASEA.



Fig. 3.11 Terminales de conexión del Thyristor.

Además de contar con un transformador de excitación y puentes de thyristores, se observó un regulador automático de voltaje AVR, por sus siglas en inglés, Automatic Voltage Regulator. Este regulador tiene la función de supervisar y controlar el voltaje de excitación en la máquina. En caso que el voltaje esté por encima del valor establecido, el AVR emite una alarma o en su caso se dispara por sobre voltaje o por sobre corriente de campo.

El sistema de excitación también es conformado por una quebradora de campo, tiene como función de cerrar o abrir el circuito para la excitación, dependiendo de los parámetros establecidos en el AVR. Esta quebradora se observa en la figura 3.14.



Fig. 3.12. Excitación y sincronización; HMI.

En la Fig.3.12. se observa la bahía, los interruptores, el modo de operación en la IHM para el AVR, parar la secuencia, abrir/cerrar interruptores como el 41G, los valores medidos en la máquina como velocidad de rotación, frecuencia, corriente de campo, corriente promedio, voltaje promedio, la potencia reactiva, la potencia activa, el sincronizador, etc.



Fig. 3.13. Anillos de rozamientos; U-1.



Fig. 3.14. Quebradora de campo;
U-1.

La quebradora de campo opera para que la unidad sea excitada, la función de esta es abrir o cerrar el circuito de excitación, esta función depende del voltaje regulado de la unidad, si el voltaje excede los límites de operación, la unidad se dispara por sobre voltaje o por sobre corriente.

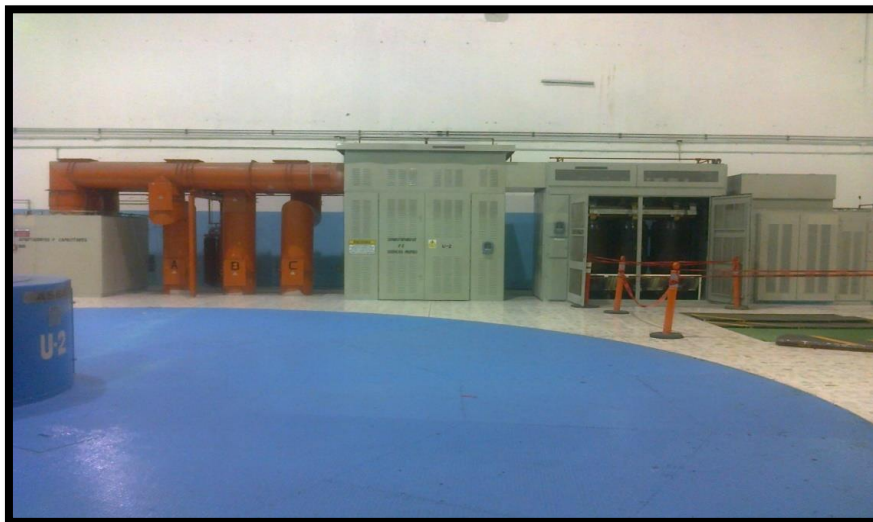


Fig. 3.15. Sistema de excitación; Vista general.

En la figura 3.15. se observa la vista general del sistema de excitación, si se observa de izquierda a derecha en primer instancia se observan las fases A, B, C, contenida en la tubería color naranja, si se continua con el mismo orden, se

observa el transformador de servicios propios, posteriormente al de excitación y finalizando con el sistema del regulador automático de voltaje.

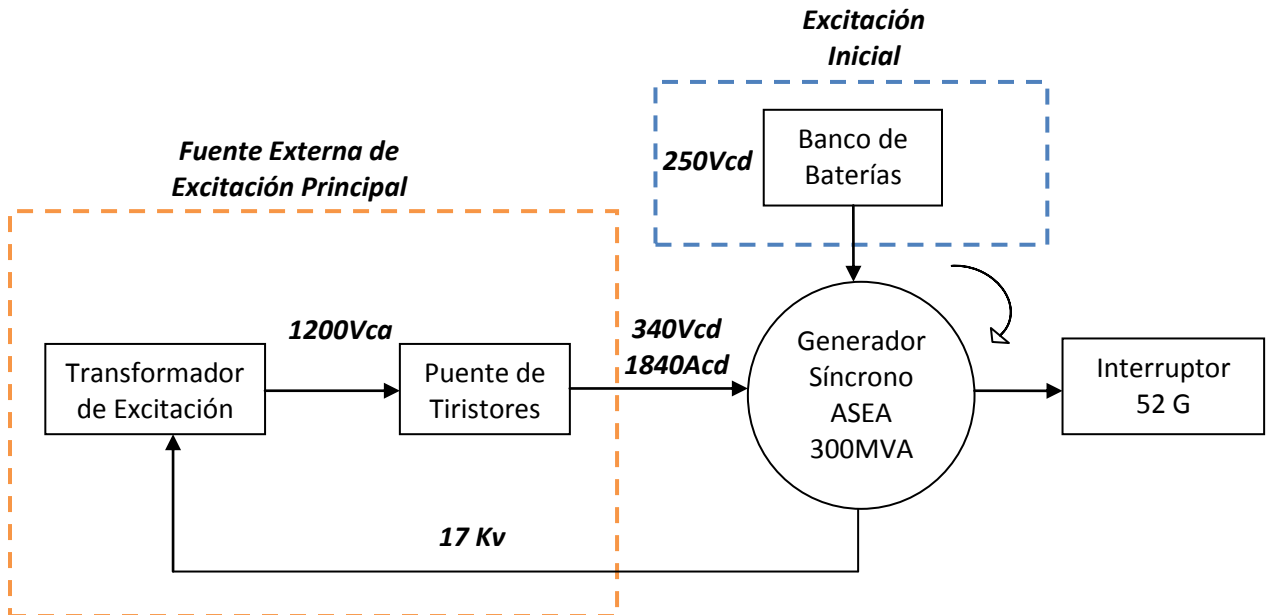


Fig. 3.16. Esquema de excitación principal y excitación inicial de la unidad 1.



Fig. 3.17. Transformador de excitación 17 KV/1200 Vca; Fuente externa.

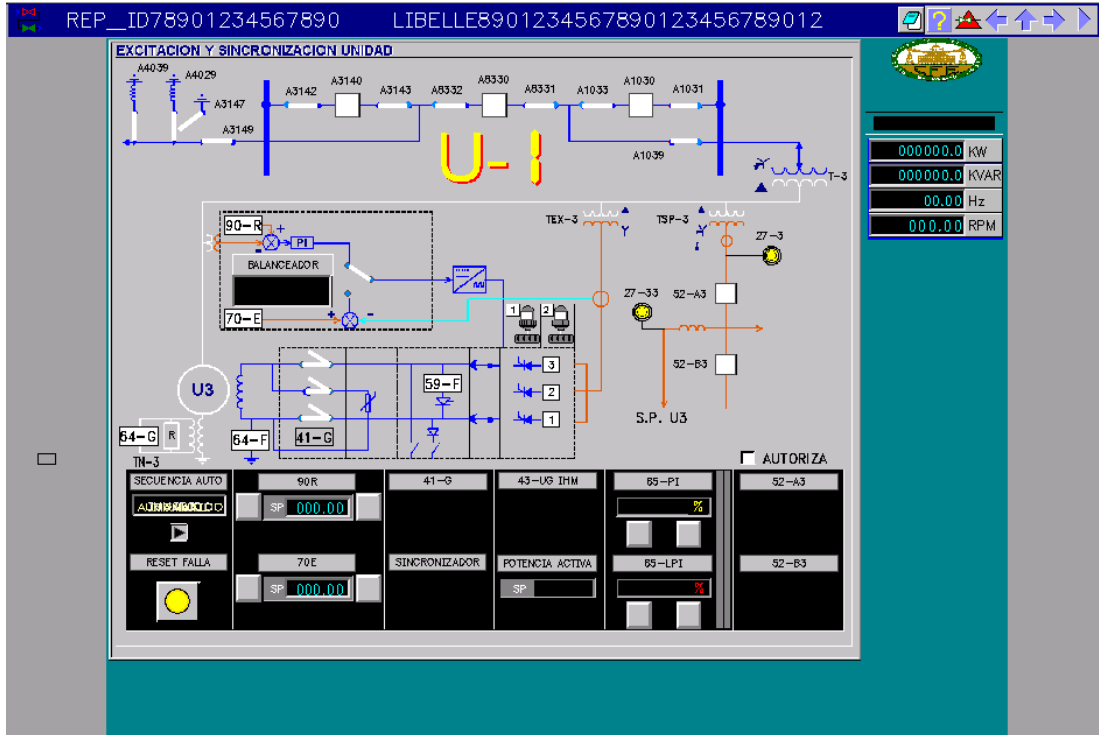


Fig. 3.18. Diagrama unifilar en HMI de excitación y sincronización; Equivalente a la U-1.

3.8 Características Eléctricas de la U-1

El generador de la unidad 1 junto con las 4 unidades restantes de la primera etapa cuenta con características similares, y se pueden observar en la Tabla 3.1. La unidad se encuentra conectada en estrella.

Generador Trifásico Tipo 6656408 EV	
Marca	ASEA
Potencia nominal	300 000 KVA
F.P.	0.95
Corriente nominal del estator	10189 A
Corriente de campo a la potencia nominal del generador	1632 A
Voltaje	17 000 V

Frecuencia	60 Hz
Velocidad síncrona	163.64 r.p.m.
Velocidad de desboque	296 r.p.m.
Numero de polos	44
Refrigeradores de aire tipo	RJAK 22-9-5-2
Numero de enfriadores	18
Escobillas del anillo colector tipo y clase	4391 1290-457
Cantidad por anillo	29

Tabla 3.1. Características técnicas de la U-1.

3.9 Unidad Auxiliar

En la Figura 3.19. Se observa una unidad generadora auxiliar conectado en estrella, con una capacidad de 3750 KVA, 450V, una potencia de 3.15 MW, con un factor de potencia de 0.8 y una velocidad de 1200 r.p.m. esta unidad tiene la función de realizar un “arranque en negro”, cuando los buses quedan sin energía y no es posible rodar la maquinas generadoras principales, se utiliza esta unidad para suministrar a estos buses la energía requerida y lograr el arranque de las unidades.

La unidad se encuentra automatizada, pero debido a ciertos problemas técnicos, el arranque se hace de forma manual, como parte de la automatización se encuentra el regulador automático de velocidad. Durante la residencia se observó el arranque de esta unidad de forma manual por parte de ingenieros de CFE y una empresa del sector privado. Es importante mencionar que el rodado de esta unidad se debe realizar al menos una vez por semana para mantener un adecuado funcionamiento debido a su función.



Fig. 3.19 Unidad Auxiliar; Como motor primario una turbina Francis con eje horizontal.

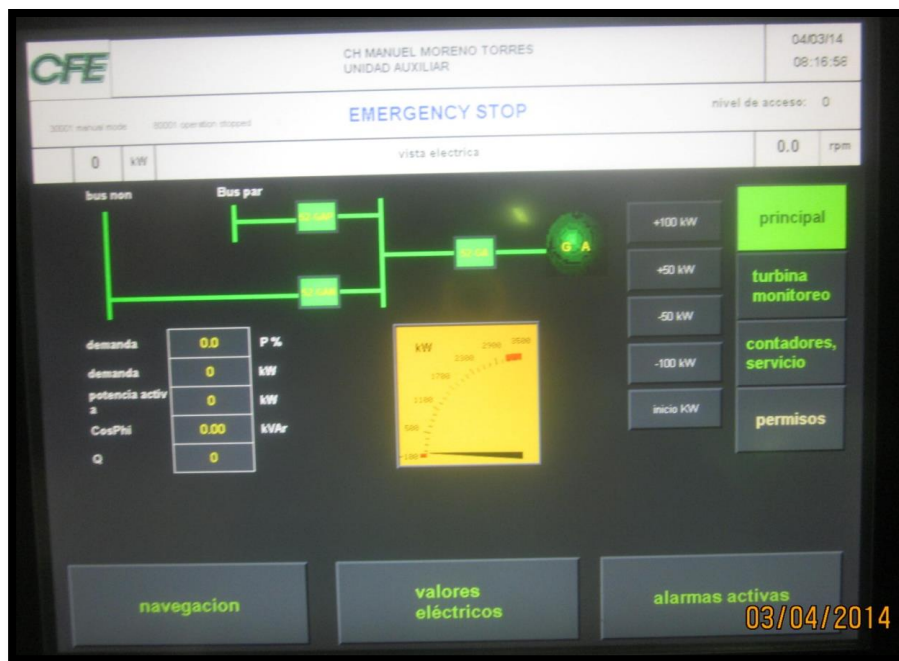


Fig. 3.20. HMI del regulador de velocidad de la unidad auxiliar; Cortesía CFE.

3.10 Antecedentes de sistemas de automatización de la central

Como parte de la caracterización de la unidad generadora síncrona, se realizaron revisiones documentales de los sistemas de automatización implementados para

esta unidad, como resultado, se elaboró una descripción evolutiva del proceso de modernización y automatización, que enseguida se describen.

El proceso de modernización y automatización para la central, se inicia el año de 1999 con un sistema basado en Step7/Wincc con los PLC S7-300 de la marca Siemens, siendo la unidad 2 la primera en automatizarse con el sistema Step7/Wincc, dicho proceso para esta unidad se inició el día 04 de Enero de 1999, finalizando el día 01 de Abril de 1999.

Al concluir con la automatización de la unidad 2, se continuó la modernización a la Unidad 4, iniciando el día 14 de Febrero del 2000 culminando el día 14 de Abril del mismo año, de manera similar se implementó el sistema Step7/Wincc de la marca mencionada.

Finalizada la automatización de la unidad 4, se continuó con la implementación del sistema para la Unidad 3, en el periodo que comprende 09 de Noviembre al 08 de Diciembre del año 2001, instalando el mismo sistema de automatización. La unidad 1 se automatiza posterior a la unidad 3, con el mismo sistema Step7/Wincc. Para la fecha del 06 de Abril del 2002 al 4 de Junio de 2002 se inicia la automatización de la Unidad 5, y se finaliza con la implementación del sistema de automatización en la primera etapa con Step7/Wincc.

En la automatización se implementaron controladores lógicos programables para la turbina, para tablero dúplex, el transformador de potencia y PLC para obra de toma; se instalaron módulos de interfaz distribuidos de RTD de turbina y generador, de la válvula de agua de enfriamiento, así como la interfaz hombre-máquina basada en Wincc y la red de comunicaciones industrial, estos componentes se implementaron para todas las unidades de la primera etapa.

En el año 2002 se inicia la ampliación de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres, con la segunda etapa, que consistió en agregar 3 unidades generadoras con capacidad de generación de 300 MW cada una, las unidades 6, 7 y 8. En la ampliación se implementó el SCADA Centralog como sistema de automatización para la segunda etapa, utilizando los PLC de la marca Alstom Ge-Fanuc de la serie 90-30, este sistema se instaló por la compañía Alstom Power.

Para realizar los enlaces de los buses de datos entre estas dos etapas, se utilizó un equipo CSS-F y dos tarjetas PC2000ETH de Applicom.

El sistema centralog presentaba problemas de compatibilidad con el sistema de automatización de la primera etapa, en consecuencia los ingenieros de la central deciden migrar el sistema de la segunda etapa al sistema PCS7 con la intención de eliminar cualquier problema que pudiese perjudicar la producción y estabilidad de la central.

En el mes de Enero de 2012 deciden iniciar la primera modernización del sistema de la segunda etapa iniciando con la Unidad 6, sustituyendo al PLC Ge-Fanuc de la serie 90-30 de la marca Alstom bajo el SCADA Centralog, por el PLC

redundante de la marca Siemens S7-400 con módulos remotos ET-200 y con el SCADA PCS7. En el año 2013 en el mes de Marzo se modernizó la Unidad 3 de manera similar.

Ese mismo año pero en el mes de Noviembre, actualizaron la unidad 7 reemplazando los PLC y el SCADA. En la actualidad, en la central continúan modernizando el sistema de automatización para las unidades 1, 2, 4, 5 y 8. Las unidades 3,6 y 7 son las que se encuentran actualizadas con el sistema SCADA PCS7 y los PLC S7-400, con módulos de adquisición remotos ET-200.

Actualmente la unidad 1 se encuentra en mantenimiento mayor. Por lo que pretenden modernizar el sistema de automatización para integrarse de manera completa al sistema PCS7, para una compatibilidad total y con la intención de aprovechar funcionalidades adicionales con las que cuenta el SCADA PCS7, además de lograr la homogenización con las unidades 3, 6 y 7, obteniendo una estabilidad en el sistema de control como resultado de una sola plataforma.

Evolución de sistemas de Automatización de la CHMMT									
Periodo	1a Etapa					2da Etapa			Descripción
	U1	U2	U3	U4	U5	U6	U7	U8	
1999-2002	S7	S7	S7	S7	S7				PLC
	Wincc								Programación
2002-2004						GE-Fanuc	GE-Fanuc	GE-Fanuc	PLC
						Controlog			Programación
2012						S7-400H			PLC
						PCS7			Programación
2013			S7-400H					S7-400H	PLC
			PCS7				PCS7		Programación
2014	S7								PLC
	Wincc								Programación

Tabla 3.2. Evolución de sistemas de automatización de la CHMMT; Previa a la modernización de la U-1.

3.11 Instrumentos de medición y control utilizados en la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres

Los instrumentos de medición se emplean para la supervisión y el control de los parámetros de operación de las máquinas y los equipos auxiliares cuando se encuentran funcionando. En la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres se emplea los instrumentos de medición siguientes.-

Relojes, Ampermetros o amperímetros, voltmetros o voltímetros, wattmetros o wattímetros, frecuencímetros, Sincronoscopio, tacómetros, manómetros, Vacuómetros, Barómetros, Medidores y detectores de flujo, indicadores de nivel, indicadores de posición.

El reloj.- Es un instrumento, que mide una fracción (un veinticuatroavo) del tiempo promedio que dura un día terrestre y su unidad de medida se denomina hora, la hora se subdivide en 60 minutos y a su vez un minuto a 60 segundos. Los relojes comerciales pueden ser de manecilla o de registro digital y por su exactitud en comunes o de precisión, como son los cronómetros. En los tableros de control, se encuentran instalados unos relojes comunes de registro digital, que integran el tiempo que lleva operando cada unidad.



Fig.3.21. Reloj de registro digital; Horas de operación de una unidad generadora.

El Amperímetro.- Es el instrumento, que mide el flujo de la corriente que circula por el circuito eléctrico. La corriente tiene como unidad de medida el Amper.



Fig. 3.22. Amperímetro analógico.

El Voltmetro.- Es el instrumento, que mide la fuerza electromotriz (tensión, diferencia de potencial o voltaje) con la que desplazado la corriente por un circuito eléctrico. Dicha fuerza electromotriz tiene como unidad de medida el volt. El

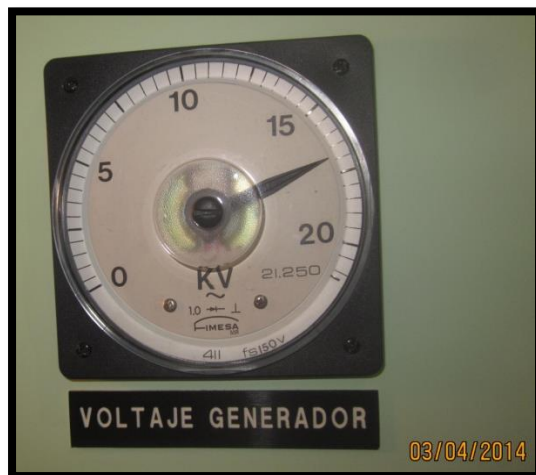


Fig. 3.23. Voltmetro analógico.

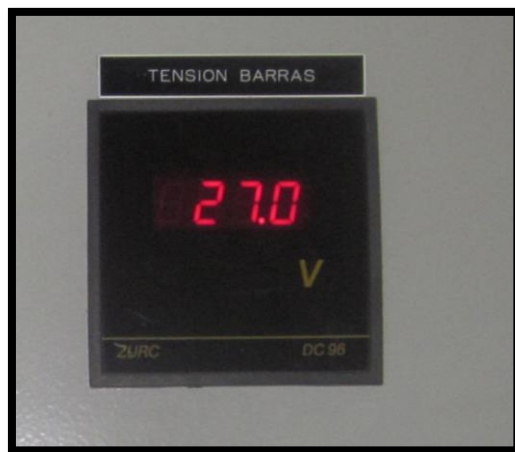


Fig. 3.24. Voltmetro digital; CD.

Wattmetro.- Es el instrumento, que mide la potencia efectiva, que se produce en una unidad generadora o que se proporciona a un circuito eléctrico. La potencia efectiva tiene como unidad de medida el watt.

El Varmetro.- Es el instrumento, que mide la potencia reactiva (inductiva o capacitiva), que se tiene en su alternador o en un circuito de corriente alterna. La potencia reactiva tiene como unidad de medida el VAR. Nota.- en muchas ocasiones las unidades de medida resultan muy pequeñas o muy grandes para expresar las unidades realizadas, en esos, es conveniente emplear los múltiplos o submúltiplos respectivos, esto se logra colocando los prefijos correspondiente a la unidad empleada.

El Frecuencímetro.- Es el instrumento, que mide el número ciclos que se realizan en un segundo. Un ciclo es una onda senoidal resultante de la alternancia de

polaridad de voltaje o de la corriente en un circuito eléctrico. La frecuencia tiene como unidad de medida el ciclo por segundo o Hertz.



Fig. 3.25. Frecuencímetro

El Sincronoscopio.- Es el instrumento con el que se detectan enfasamientos de dos ondas senoidales generados en una fase alternador y en la fase correspondiente al bus. El Sincronoscopio tiene unidad de medida y solamente se emplea para sincronizar la unidad generadora con el sistema interconectado en el instante que están en fase (sobrepone) las dos ondas senoidales antes indicados.



Fig. 3.26. Sincronoscopio.



Fig. 3.27. Voltímetro diferencial, Sincronoscopio y doble frecuencímetro.

El tacómetro.- Es el instrumento, que mide el número de giros que realiza la flecha de una masa rodante en el lapso de un minuto. La unidad de medida es la revolución por minuto cuya abreviatura es R.P.M.



Fig. 3.28. Tacómetro analógico; R.P.M.

El termómetro.- Mide las temperaturas de los fluidos o cuerpos con las que se ponen en contacto. El termómetro puede tener su unidad de medida en el sistema métrico decimal denominados grados centígrados o grados Celsius, ambos se representan así C. y en el sistema ingles denominados grados Fahrenheit, que se representa así F. ambos sistemas son convertibles entre sí empleando las formulas siguientes.-

$$F = (1.8)(\text{Grados Celcius}) + 32 \dots \dots \dots \text{Ecu. 3.}$$
$$\text{Grados Celcius} = (\text{Grados Farenheit} - 32)/1.8 \dots \dots \dots \text{Ecu. 4.}$$



Fig. 3.29. Termómetro de temperatura.



Fig. 3.30. Termómetro de temperatura digital; a base de RTD.



Fig. 3.31. Armado completo de sensor de temperatura; RTD, Termopozo, Cabezal, Capilar.



Fig. 3.32. Transmisor TMT181 para RTD; 3 a 4 hilos.

El manómetro.- Un instrumento que sirve para medir las presiones a las que están sometidos los fluidos que intervienen en algún proceso. El manómetro también puede proporcionar las unidades de medida ya sea en sistema métrico decimal o en el sistema inglés, ambos sistemas son convertibles sus unidades a unidades equivalentes.

En el sistema métrico decimal, suelen emplearse varias unidades de medida que cubren todos los rangos de presión y sus equivalencias pueden determinarse mediante cálculos. Las unidades que registran las columnas y los manómetros son los siguientes.-

Milímetros de cuya abreviatura es mm H₂O, metros de cuya abreviatura es M H₂O, milímetros de mercurio cuya abreviatura es mm Hg, kilogramo por centímetro cuadrado KG/cm², 1 BAR= 104Dinas/cm²= 1.0197 KG/cm²=750.06 mm Hg. En el sistema inglés: Pulgadas de agua es In H₂O, pies de agua es Ft H₂O, pulgadas de mercurio es In Hg. La fórmula que se emplea para calcular la presión manométrica en ambos sistemas es.-

$$P = WH \dots \dots \dots Ecu 5.$$

Donde *P* representa la presión manométrica al que esta sometido el fluido del proceso, *W* es el peso específico del líquido de la columna medida (unidad de peso/unidad volumen) y *H* es la columna que forma el líquido de medición cuando la medición lineal debe concordar con la dimensión volumétrica del peso específico.



Fig. 3.33. Manómetro; Unidades en sistema métrico decimal.

El Vacuometro.- instrumento que sirve para medir el vacío que se obtiene a partir del abatimiento de la presión atmosférica en los recipientes cerrados herméticamente. El vacuometro tiene como unidad de medida en el sistema métrico decimal una de mercurio (mm H₂O) o una columna de mercurio (In Hg).

El barómetro.- mide la presión atmosférica de un sitio o lugar. El barómetro tiene como unidad de medida una columna de mercurio que en el sistema métrico decimal se mide en milímetros y en el sistema inglés en pulgadas.

3.12 Características de los equipos para el sistema SCADA de la unidad 1

PLC Principal S7-400.- Cuenta con la unidad central de proceso CPU 417-H, la memoria integrada para este CPU es de 512 KB de RAM, cuenta con la capacidad de expansión de memoria de hasta 64 MB, para el caso de la CPU instalada en el sistema de automatización de la central, la memoria de expansión es de 4 MB, el tiempo de ejecución para este CPU, para operaciones de bits, de palabras y de aritmética en coma fija es de 75 ns, y de 225 ns para aritmética en coma flotante. Se utiliza la interfaz MPI (Multi Point Interface) Profibus DP.

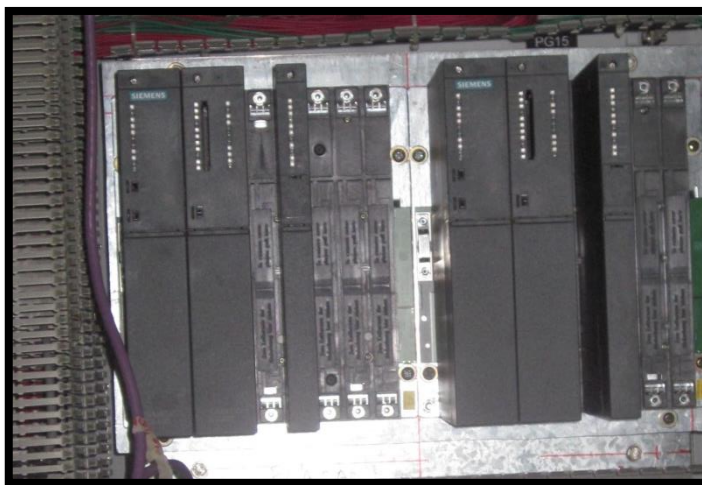


Fig. 3.34. PLC S7-400; PLC Principal.

PCS7.- Es el sistema de control de procesos. Se basa en una serie de componentes seleccionados para la operación como sistema de control. Además proporciona extensiones funcionales que aseguran una ejecución segura del sistema desde la ingeniería hasta Interfaz Hombre Maquina a través del control de periféricos.

También soporta el demandado paquete de instrumentación y control con los que cuenta la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres. Las propiedades de este sistema son las siguientes.- arranque y re arranque definidos, concepto de operación, concepto de mensajes de sistemas de control, autorización de acceso, chequeo de funcionamiento, sincronización en tiempo real, control de procesos seguro, librerías con bloques preparados, cómoda configuración, paquete adicional de software para procesos discontinuos.

Como consecuencia del uso de esta plataforma de automatización y para lograr la homogenización entre las unidades ya modernizadas, se opta por instalar como

PLC principal al modelo S7-400 de la Marca Siemens ya que, de acuerdo a sus características se logra la compatibilidad del 100% con la plataforma existente, además se necesita un equipo de características robustas por el tipo de medio ambiente en el que los equipos están sometidos a trabajar, y de acuerdo a sus características este modelo cumple con los requisitos.

Módulos de Adquisición remota o M.A.R.- Para los Módulos de Adquisición remota se contempla la utilización de las tarjetas ET-200M/Link, estas tarjetas ofrecen una automatización descentralizada, una ingeniería homogénea, amplia funcionalidad, instalación sencilla y diagnóstico preciso en cualquier momento y cualquier lugar.



Fig. 3.35. Tarjeta Simatic ET-200M/Link; Módulo de Adquisición Remota.

En la actualidad en los sistemas de automatización moderno se presencian soluciones descentralizadas (distribuidas) y flexibles por lo que las tarjetas ET-200M/Link son una excelente elección para los M.A.R en la central, se opta por el reemplazo de los PLC a M.A.R por reducción de costes de mantenimiento y adquisición de estos equipos.



Fig. 3.36. Módulo de Adquisición Remota; Armado completo con tarjetas de entradas y salidas.

Estos módulos son capaces de adquirir información en las entradas digitales y analógicas, tienen la capacidad de accionar los relevadores de salidas digitales y

proporcionan las salidas analógicas para los procesos. Estarán comunicados con el PLC principal a través de dos canales de comunicación vía PROFIBUS, en caso de fallas, podrán cambiarse de un canal a otro sin interrumpir el proceso en cuestión.

Se reemplazarán los PLC instalados en la central por módulos remotos para piso de barras, Turbina, RTD1, RTD2, Válvula de agua de enfriamiento o VAE, transformador, excitación, subestación y obra de toma. Además se utilizará la interfaz PROFIBUS en la conexión entre el PLC S7-400 y las tarjetas ET-200M/Link, obteniendo un aumento en la disponibilidad de la instalación.

Al conectar la ET-200M/Link a PROFIBUS en un S7-400, la configuración del controlador puede modificarse durante el funcionamiento. De este modo es posible añadir sistemas de periferia ET-200M/Link completos, agregar módulos individuales dentro de la estación, modificar los parámetros de los módulos digitales y analógicos de forma granular por canales. Además los módulos de señales pueden cambiarse durante el funcionamiento, lo que reduciría los tiempos de paro en la unidad generadora.

Red de fibra óptica Ethernet.- Se propone instalar una red de fibra óptica Ethernet de tipo anillo redundante de 12 hilos para la interconexión entre los módulos remotos, debido a la redundancia se tendrá la capacidad de comunicarse con ambos anillos en caso de indisponibilidad o falla de uno de ellos, con esto se garantiza la disponibilidad de la unidad al no detener el proceso que se esté realizando cuando ocurra dicha falla.

La comunicación entre el PLC Principal y los módulos de adquisición remota se realizarán mediante dos tarjetas de comunicación del PLC, para obtener la capacidad de comunicación entre los dos anillos. Además en ella se conectarán las estaciones de operación, servidores, estación ingeniería, estos estarán ubicados en la sala de control y el sistema de sincronización en tiempos reales (GPS), ubicado en la sala de control externa.

Se implementarán convertidores de fibra óptica (anillo redundante) a cobre (red de área local Ethernet) para los protocolos de comunicación RS232 y Fibra Óptica, tal como se aprecian en las Fig.3.37 y Fig.3.38. Como identificación para el protocolo de comunicación PROFIBUS DP/Cobre se utiliza el color morado.

Profibus OLM; Optical Link Module.- Estos módulos tienen la capacidad de convertir la comunicación de cobre a fibra óptica, se utilizan para montar redes de comunicación en fibra óptica en topología en línea, estrella o anillo redundante. La familia PROFIBUS OLM comprende una gama de variantes distintas y puede utilizarse en diversas aplicaciones con cables de fibra óptica de vidrio o plástico.

Dentro de estas aplicaciones se encuentran para buses de planta y de campo basados en PROFIBUS, redes entre edificios con cables de fibra de vidrio, redes mixtas con segmentos eléctricos y ópticos, redes de gran extensión (túneles de carretera, sistemas de control de tráfico), redes con grandes exigencias de

disponibilidad como redes en anillo redundantes, como el caso de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres.

Además para ambientes pesados cuenta con una caja de acero inoxidable. En el ámbito del diagnóstico brinda la facilidad de la rápida localización de averías (contactos de señalización, vigilancia de canales, señalización de la calidad del tramo).

Dentro de las ventajas para este tipo de módulos, encontramos alta disponibilidad de la red gracias a la topología en anillo óptico redundante, a la alimentación y tendido de cables redundantes, además de la localización rápida de fallas mediante contactos de señalización, LED, vigilancia de canal y bornes de medida, se obtiene un gran alcance gracias al uso de cables de fibra óptica de vidrio mono modo de hasta 15 KM de largo.



Fig. 3.37. PROFIBUS OLM.

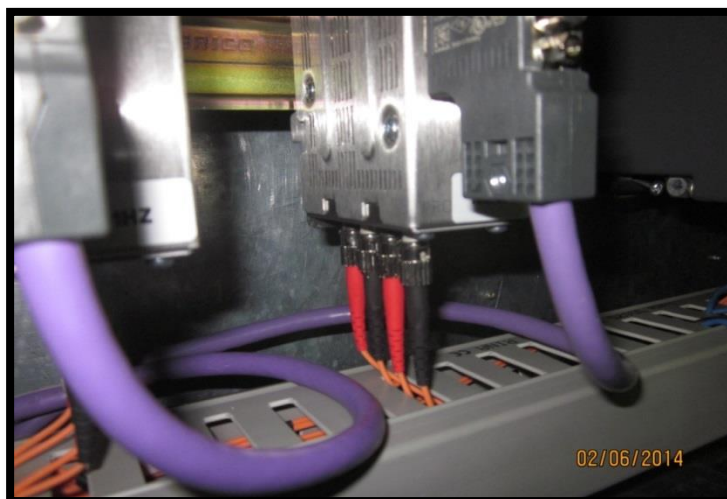


Fig. 3.38. Convertidor de PROFIBUS DP/Cobre a Fibra Óptica; Vista de conexiones del PROFIBUS OLM.



Fig. 3.39. SCALANCE X202-2IRT; Modo Redundante.

3.13 Arquitectura de controladores y subcontroladores de la unidad 1

El controlador tiene la capacidad de recibir y ejecutar órdenes por medio de la IHM (PCS7), dentro de la estación ingeniería y sala de operación que se encuentran dentro de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres. La comunicación entre la sala de control, estación ingeniería y los controladores se realiza por medio del protocolo de comunicación Ethernet TCP/IP de fibra óptica a 12 hilos. Para los controladores se utilizan los PLC S7-400 de la marca Siemens.

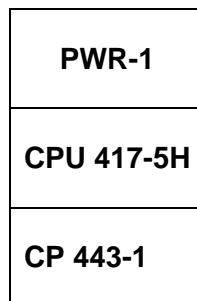
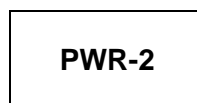


Fig.3.40 Arquitectura para PLC principal S7-400.



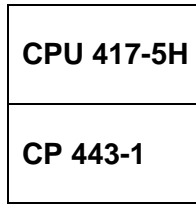


Fig.3.41. Arquitectura para PLC de Respaldo S7-400.

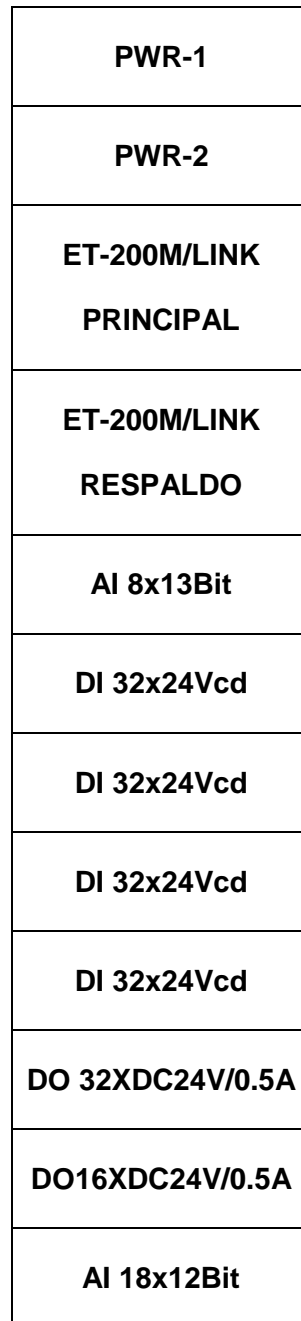


Fig.3.42. Arquitectura del Subcontrolador Transformador U-1; Ejemplo.

Los subcontroladores son los que recolectan y envían la información de los sensores de campo hacia los controladores, además son capaces de accionar a los relevadores, según las órdenes recibidas del PLC Principal o de Respaldo. La comunicación de los sensores de campo y los módulos remotos se da por medio del protocolo de comunicación Modbus a 2 hilos. Estos subcontroladores también son conocidos como Módulos de Adquisición Remotos y se utilizan tarjetas ET-200M/Link de la marca Siemens.

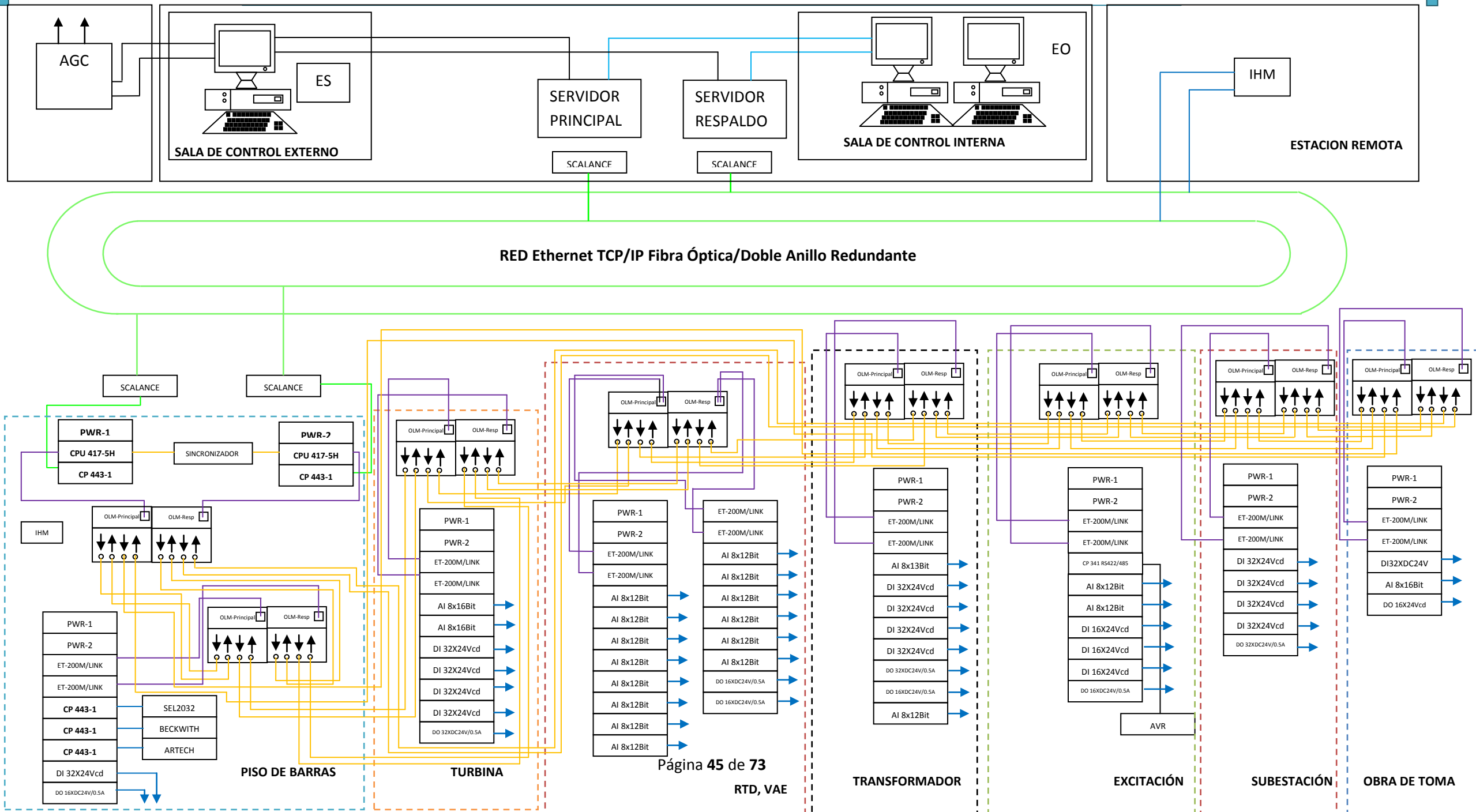
Estos módulos de adquisición remotos cuentan con entradas/salidas digitales, así como entradas analógicas. Se comunican entre ellos mediante convertidores de cobre (PROFIBUS DP color morado) a fibra óptica (PROFIBUS DP color naranja), también son conocidos como PROFIBUS OLM (Optical Link Module). La fibra óptica utilizada en los equipos PROFIBUS OLM es a 4 hilos, tanto en la IHM y en campo. Se utilizan dos equipos de estas características por cada par de Tarjetas ET-200M/Link.

3.14 Topología de comunicación del sistema de automatización de la unidad 1

Dentro de las comunicaciones utilizadas en el sistema de automatización de la unidad 1 se encuentran los protocolos Ethernet para el anillo redundante de fibra óptica a 12 hilos, se distingue con el color verde, para los protocolos Profibus DP, existen dos tipos, por fibra óptica y cobre, físicamente se puede distinguir este protocolo en campo por el color morado para cobre y naranja para fibra óptica. Para el protocolo Modbus se utiliza el color azul, y conectores RS232, RS485/Cobre.

La unidad 1 se comunica por medio de anillos del tipo redundante, tanto para la comunicación entre módulos remotos o M.A.R y la comunicación Ethernet. De esta manera se obtiene comunicación ininterrumpida en caso de falla de uno de los anillos. Además se logra homogenizar con las unidades restantes que cuentan con la misma plataforma.

Modernización del sistema de automatización de la unidad 1



4. Resultados y Conclusiones

Con la modernización del sistema de automatización de la unidad 1, se obtienen los beneficios que ofrece la plataforma PCS7, disponibilidad ininterrumpida, detección de fallas a mayor velocidad, control estable de la unidad generadora, homogenización con la plataforma SCADA de las unidades modernizadas. Esto se obtiene gracias a la implementación de comunicación vía anillo redundante de fibra óptica con los controladores y subcontroladores necesarios para este sistema SCADA descritos en este trabajo.

Si se pretende modernizar y homogenizar a las ocho unidades con las que cuenta esta Central Hidroeléctrica, es necesario aumentar la capacidad de los servidores, debido al gran flujo de información que maneja esta central. Esto para no afectar la velocidad de comunicación.

Con el tipo de protocolo de comunicación del anillo redundante vía Ethernet TCP/IP, se cuenta con la opción de controlar a la unidad generadora vía Internet desde la comunidad del hogar en una PC de escritorio hasta un equipo portátil como un Smartphone, siempre y cuando estos equipos tengan la capacidad de conexión a internet. Esta opción no es recomendable por protocolos estrictos de seguridad. La vigencia de los equipos instalados en la central para el sistema SCADA se contempla dentro de los próximos 10 años.

Se recomienda cambiar la fibra óptica de plástico por fibra de vidrio, además si aún se tiene fibra óptica basada de plástico, se recomienda limpiar las terminales de esta, ya que al acumular polvo es susceptible a fallas por comunicación debido a la suciedad.

Gracias a la topología en anillo redundante, la disponibilidad de comunicación del sistema automatizado es 100% segura, los equipos requeridos para la automatización son 100% compatibles con la plataforma PCS7, logrando de tal manera, las bondades de este sistema.

5. Referencias bibliográficas

[1], Donald G.Fink/H. Wayne Beaty, “Manual de ingeniería Eléctrica”, 13ra Edición, Tomo 1, editorial McGraw-Hill, pp. 7-2,7-10, 9-11 a 9-18,16-3 a 16-6, 2008.

[2], Stephen J. Chapman, “Máquinas Eléctricas”, 5ª Edición, Editorial McGraw-Hill, pp.147-199, 2012.

[3], Documentos Automatismo 1ra Etapa, C.H. Manuel Moreno Torres, Depto. de Control.

[4], Documentos Varios de Automatismo 1ra Etapa, C.H. Manuel Moreno Torres, Depto. De Control.

[5], <http://www.automation.siemens.com/mcms/industrial-communication/es/profibus/componentes-de-red/redes-opticas/olm/pages/olm.aspx>

Anexo A.- Lista de sensores, actuadores, contactores de la unidad 1

Clave	Descripcion
S_90/70IND	Balance Auto/Manual (10V)
S_90/IF	Medicion corriente de campo (2000 A - 6 VCD)
RTD_FA	RTD Fase A Bus de Fase Aislada
RTD_FB	RTD Fase B Bus de Fase Aislada
RTD_FC	RTD Fase C Bus de Fase Aislada
RTD_2A	RTD aceite del transformador fase A
RTD_1A	RTD devanados del transformador fase A
RTD_2B	RTD aceite del transformador fase B
RTD_1B	RTD devanados del transformador fase B
RTD_2C	RTD aceite del transformador fase C
RTD_1C	RTD devanados del transformador fase C
RTD_AF	RTD agua de rio
RTD_AC	RTD agua fria
RTD_AR	RTD agua cruda
R_NAC	Detector de nivel agua cruda
43-90_A	Cambio AVR automatico
43-90_M	Cambio AVR manual
90D/R	Subir voltaje canal automatico
90D/L	Bajar voltaje canal automatico
70D/R	Subir voltaje canal manual
70D/L	Bajar voltaje canal manual
489X	Replica de cuchillas A1029 cerradas
41-CX	Bobina de cierre de interruptor de campo
41-TC	Bobina de disparo del interruptor de campo
25G4-CA	Sincronizador conectar 250 VCA
452-G/AX	Replica de interruptor de maquina cerrada

Clave	Descripcion
88P-1	Contactador motor 88P-1 enfriador AG/AC FA arranque
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FA abrir
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FA cerrar
88P-2	Contactador motor 88P-2 enfriador AG/AC FA arranqu
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FA abrir
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FA cerra
88P-1	Contactador motor 88P-1 enfriador AG/AC FB arranqu
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FB abrir
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FB cerra
88P-2	Contactador motor 88P-2 enfriador AG/AC FB arranqu
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FB abrir
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FB cerra
88P-1	Contactador motor 88P-1 enfriador AG/AC FC arranqu
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FC abrir
20-5	Actuador valvula 20-5 enfriador 1 AG/AC FC cerra
88P-2	Contactador motor 88P-2 enfriador AG/AC FC arranqu
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FC abrir
20-6	Actuador valvula 20-6 enfriador 1 AG/AC FC cerra
88P-11	Contactador motor 88P-11 enfriador 1 AG/AG arranqu
20-1/2A_Z	Actuador valvulas 20-1 y 20-2 enfriador 1 AG/AG
20-1/2C_Z	Actuador valvulas 20-1 y 20-2 enfriador 1 AG/AG
88P-22	Contactador motor 88P-22 enfriador 2 AG/AG arranqu
20-3/4A_Z	Actuador valvulas 20-3 y 20-4 enfriador 2 AG/AG
20-3/4C_Z	Actuador valvulas 20-3 y 20-4 enfriador 2 AG/AG
27-ene	Detector bajo voltaje cto. 440 VCA bombas AG/AC
27-feb	Detector bajo voltaje cto. control bombas AG/AC
27-P	Detector bajo voltaje cto. bus de disparos
27-C	Detector bajo voltaje cto. 250 VCD control relees
71Q-1A	L.S. alto nivel aceite tanque tranmsformador Fas
99-1A	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 1 Fase A
99-2A	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 2 Fase A

Clave	Descripcion
63Q-A	Detector de vacio tanque conservador transformad
80Q-1A	Detector flujo aceite enfriador 1 Fase A
80Q-2A	Detector flujo aceite enfriador 2 Fase A
80W1-A	Detector flujo agua tratada cto. 1 transformador
80W2-A	Detector flujo agua tratada cto. 2 transformador
71Q-1B	L.S. alto nivel aceite tanque tranmsformador Fas
99-1B	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 1 Fase B
99-2B	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 2 Fase B
63Q-B	Detector de vacio tanque conservador transformad
80Q-1B	Detector flujo aceite enfriador 1 Fase B
80Q-2B	Detector flujo aceite enfriador 2 Fase B
80W1-B	Detector flujo agua tratada cto. 1 transformador
80W2-B	Detector flujo agua tratada cto. 2 transformador
71Q-1C	L.S. alto nivel aceite tanque tranmsformador Fas
99-1C	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 1 Fase C
99-2C	Detector de fugas enfriador Ag/Ac No. 2 Fase C
63Q-C	Detector de vacio tanque conservador transformad
80Q-1C	Detector flujo aceite enfriador 1 Fase C
80Q-2C	Detector flujo aceite enfriador 2 Fase C
80W1-C	Detector flujo agua tratada cto. 1 transformador
80W2-C	Detector flujo agua tratada cto. 2 transformador
63Q-1	Detector baja presion tanque expansion boquilla
63Q-1G	Deteccion de baja presion en cilindro de Nitroge
27-nov	Detector bajo voltaje cto. 440 VCA bombas AG/AG
27-22	Detector bajo voltaje cto. control bombas AG/AG
80W	Detector de flujo cto. abierto (agua de rio)
63DP-1	Detector flujo de agua enfriador Ag/Ag No.1 abie
63DP-2	Detector flujo de agua enfriador Ag/Ag No.2 abie
99-11	Detector de fugas enfriador Ag/Ag No.1 abierto
99-22	Detector de fugas enfriador Ag/Ag No.2 abierto
71-Q	Indicador alto nivel tanque conservador agua tra
49T1-A	Termostato devanados transformador (75 C) alarma
26Q-A	Termostato alta temperatura aceite transformador
45-1A	Dispositivo detector de gases transformador FA a
49T1-B	Termostato devanados transformador (75 C) alarma
26Q-B	Termostato alta temperatura aceite transformador
45-1B	Dispositivo detector de gases transformador FB a
49T1-C	Termostato devanados transformador (75 C) alarma
26Q-C	Termostato alta temperatura aceite transformador
45-1C	Dispositivo detector de gases transformador FC a

Clave	Descripcion
RTD_WG	Temperatura Salida Agua Enfriamiento del Generador
RTD_WU	Temperatura Entrada Agua de Enfriamiento Principal
63_WDF	Presion Agua de Enfriamiento despues de Filtros Dobles
63_WF	Presion Diferencial Filtros Duplex Agua de Enfriamiento
80_WU	Presion Diferencial medidor de Flujo Total de la Turbina
RTD-WSCGI	RTD Agua salida Chumacera Guia Inferior
RTD-QSGI	Detector de Temp. Aceite Chumacera Guia Turbina
RTD-WSCC	RTD Agua Salida Chumacera de Carga
RTD-QCC	Detector de Temp. Aceite Chumacera de Carga
RTD-ATR	Detector de Temp. Aceite de Regulacion
RTD-QCGG	Detector de Temp. Aceite Chumacera Guia Generador
71QCGG	Nivel de Aceite en Chumacera Guia Generador
71QS	Nivel Deposito de Aceite de Regulacion
RTD-52	Temp. Chumacera Guia Superior Generador Metal 2
63QRRR	Presion Bomba de Izaje
63QRRR	Presion Bomba de Izaje
63WASP	Presion en Tubo de Aspiracion
63ABK	Presion Aire de Frenado
63BKK	Presion Frenos Aplicados
63WP	Presion Tuberia Enfriamiento Estopero
71QCGT	Nivel Aceite Chumacera Guia Turbina
71QCC	Nivel Aceite Chumacera de Carga
63ROD	Presion detras del Rodete
71QB1	Nivel Aceite Chumacera de Carga.
80W_B1	Flujo Agua enfriamiento Generador
80W_B3	Flujo Agua enfriamiento Chumacera Guia Inferior
80W_GY	Flujo Agua enfriamiento Generador
80W_GX	Flujo Agua enfriamiento Chumacera Guia Generador
80W_P	Flujo Agua enfriamiento Estopero
80W_S	Flujo Agua enfriamiento Deposito de Aceite
80W_T	Flujo Agua enfriamiento Transformador Cto. Abierto
RTD-R49	Temperatura Devanados del Estator Fase "A"
RTD-R139	Temperatura Devanados del Estator Fase "A"
RTD-R221	Temperatura Devanados del Estator Fase "A"
RTD-R293	Temperatura Devanados del Estator Fase "A"
RTD-R106	Temperatura Devanados del Estator Fase "B"
RTD-R188	Temperatura Devanados del Estator Fase "B"

Clave	Descripcion
RTD-R268	Temperatura Devanados del Estator Fase "B"
RTD-R359	Temperatura Devanados del Estator Fase "B"
RTD-R082	Temperatura Devanados del Estator Fase "C"
RTD-R163	Temperatura Devanados del Estator Fase "C"
RTD-R316	Temperatura Devanados del Estator Fase "C"
RTD-R337	Temperatura Devanados del Estator Fase "A"
RTD-11	Temperatura Chumacera de Carga Metal 1
RTD-12	Temperatura Chumacera de Carga Metal 2
RTD-13	Temperatura Chumacera de Carga Metal 3
RTD-21	Temperatura Chumacera guia combinada Metal 1
RTD-22	Temperatura Chumacera guia combinada Metal 2
RTD-31	Temperatura Chumacera guia inferior Metal 1
RTD-32	Temperatura Chumacera guia inferior Metal 2
RTD-51	Temperatura Metal Chumacera guia Generador
RTD-E016C	Temp. Aire caliente enfriamiento del Generador
RTD-E07C	Temp. Aire caliente enfriamiento del Generador
RTD-E16F	Temp. Aire frio enfriamiento del Generador
RTD-E07F	Temp. Aire frio enfriamiento del Generador

Anexo B.- Manual de Mantenimiento Mayor a las Unidades de la C.H.M.M.T

El mantenimiento mayor es cuando se realiza a la totalidad de las partes del generador de acuerdo a sus horas de servicio, indicaciones de manuales de fabricantes, experiencia y observaciones realizadas en inspecciones o diagnósticos.

La duración de este mantenimiento dependerá de la capacidad de la unidad. Este mantenimiento generalmente se efectúa como máximo una vez por año, aprovechando la salida de la unidad cuando se tiene alguna falla de carácter prolongado en algún elemento del grupo.

Estator.- Devanados del estator, cabezales de bobina. Son las partes más visibles por lo que se contaminan con polvo y vapores de aceite debido también a las curvaturas del cabezal. Es este lugar donde se tienen los esfuerzos más severos ya que hay gradientes de potencial mayores que en otras partes del devanado, campos magnéticos muy fuertes por la circulación de corrientes.

Estos fenómenos y las variaciones de temperatura provocan que se agiten los aislamientos, se aflojen las capas de cintas aislantes, se provoquen indicios de efecto corona en la superficie del aislamiento, por lo que una revisión completa deberá contemplar los anteriores puntos.- debiéndose efectuar limpieza total, corregir cualesquiera de las anomalías descritas, limpiar el resto del devanado con aire o algún solvente apropiado y barnizar por ultimo.

Soportes, cuñas, separadores y amarres de bobinas.- Los soportes, cuñas, separadores y amarres de bobinas son elementos auxiliares de material aislante que sirven para fijar las bobinas evitando que se aflojen o se muevan bajo las diferentes condiciones a que se somete el generador. Estos elementos se aflojan, por calentamiento se ennegrecen cambiando de color por lo que será necesario palpar todas y cada una de ellas para verificar su perfecto estado.

Pruebas.- Antes de iniciar y terminado el mantenimiento será necesario llevar a cabo una prueba de aislamiento al devanado cuyos valores deben estar de acuerdo con valores anteriores o con los mínimos permisibles, en caso de no tener estos valores se debe someter a un "proceso de secado".

Laminado del estator.- El laminado del estator es la parte del generador que sirve para inducir magnéticamente la corriente a las bobinas, formado por láminas de poco espesor aisladas eléctricamente para evitar corrientes parasitas, por ser de hierro magnético es susceptible de oxidarse por lo que debe revisarse no exista oxidación que vaya a provocar contacto eléctrico entre las laminillas, revisar también que los conductos de aire limpios y expeditos, cambios que indiquen calentamiento.

Dedos de presión.- Los dedos de presión son elementos auxiliares situados en la parte superior e inferior de los laminados que fijan el laminado en las ranuras, son susceptibles de aflojarse por lo que se debe revisar el apriete de los mismos y el

apriete de la placa a la que van acoplados la oxidación deberán eliminarse y pintarse nuevamente.

Estructura del estator.- La estructura del estator es la que soporta el peso de los diferentes componentes como son devanado, núcleo magnético, etc. , está sometida frecuentes dilataciones y contracciones debida a los cambios de temperatura y/o vibración permanente, por lo que será necesario verificar los soportes en el piso, los tornillos de unión de las diferentes secciones que lo componen, los empaques de unión, revisión de grietas o fendas, apriete de tornillos en el pedestal y corregir todos los índices de oxidación limpiándose y pintando nuevamente.

Cubiertas de devanados.- La cubierta de los devanados son dispositivos de fibra de vidrio que sirven para formar el devanado cerrado de ventilación del generador se unen mediante tornillos con candado por lo que se debe revisar que no estén flojos, que no estén agrietadas las cubiertas y el ajuste con el rotor para que no rocen.

Intercambiadores de calor.- Los radiadores son los dispositivos que al circular el agua del el cauce eliminan el calor del aire de circuito cerrado; será necesario limpiar el circuito de agua; el circuito de aire con solventes o con aire a presión; y revisión de empaques en las bridas de acoplamiento con las válvula de control así como la limpieza de todas las válvulas; apriete de todos os tornillos de fijación, etc.

Rotor.- Las aspas de ventilación son las que al girar las masa rotativa impulsan el aire a través de doto el circuito de enfriamiento, deberá eliminarse la oxidación y pintarse revisando el apriete de tornillos y candados.

Pistas de frenado.- La pista de frenado en el dispositivo que unido al rotor sirve para parar la unidad se debe verificar: apriete de tornillo, deformación de las secciones, alineamiento de las pistas.

Terminales.- Las terminales del rotor son barras de cobre aisladas, sujetas al mismo con tornillos, cuando hay sobre-carga debido a operar la unidad con sobre excitación se carbonizan cambiando de color el aislamiento legando a fallar cuando no se corrige oportunamente el daño, por lo que será necesario revisar cuidadosamente el aislamiento, apriete de tornillos y estado de los aislamientos de tornillos, cuñas, amarres y separadores.

Anillos rozantes.- Los anillos rozantes son los elementos giratorios que permiten la conexión de la C.D. del sistema de excitación a los polos del rotor por medio de las escobillas, se pueden erosionar por efecto de mal contacto de las escobillas, por abrasión con polvo de carbón de aire o del aire por rozamientos con la parte metálica de la escobilla cuando el desgaste de la misma es excesivo, por lo que se deberá corregir cualesquiera aspereza en la superficie de fricción.

Chumaceras.- La chumacera guía del operador es el dispositivo que sirve para fijar la masa giratoria a su eje de giro, evitando que este oscile, consta de

segmentos de metal antifricción, aceite lubricante y enfriadores de aceite con circulación de agua, se debe verificar la ausencia de fugas de agua en el sistema de enfriamiento que provocaría daños en los devanados, el estado del aceite, el estado de los segmentos y que las holguras estén dentro de los valores permisibles.

Los aislantes de los soportes de la chumacera guía se deben verificar ocularmente y probar con Megger ya que en una falla en uno de ellos provocaría circulación de corrientes en la flecha que pueden dañar la chumacera de soporte del grupo; el soporte de la chumacera guía por su función también es susceptible de aflojarse en sus apoyos por lo que debe verificarse el apriete de tornillos, ausencia de movimientos y corregirse todo indicio de oxidación.

Excitador.- El excitador es un generador de corriente directa que suministra su energía al campo del generador a través del interruptor de campo; por su operación sufre deterioros en el colector, desgastes en las escobillas, impregnación de polvo de carbón en los devanados; pérdida de tensión en los resortes de presión de las escobillas.

Anualmente se debe efectuar limpieza general a todo el excitador con solvente adecuado, rectificación de la superficie del colector y escajados de las delgas, apriete de conexiones, reemplazo y asentamiento de escobillas gastadas, asentamiento y formación de la platina en el colector, verificación de la tensión de los resortes de las escobillas, pruebas de aislamiento antes y después del mantenimiento, verificación de los acoplamientos mecánicos con la flecha, reemplazo de baleros dañados.

Equipos complementarios.- Aunque no son parte integrante del generador se considera necesario durante los mantenimientos prolongados efectuar una revisión o verificación completa de todos los dispositivos de control y medición así como a todos los relevadores de protección.

Los dispositivos de control son como alarmas, registradores de temperatura, indicadores de flujo, termómetros, presostatos, switches de presión, es necesario verificar su estado por medio de calibraciones adecuadas, verificación del esquema, apriete de conexiones, etc.

Anexo C.- Guía de actividades de mantenimiento mayor

Estator.- En el núcleo. Laminación. Verificar apriete de laminado con auxilio de un desarmador o presencia de polvo rojo y oxidación. Separación de paquetes de laminación. Deformación y desalineamiento de los paquetes en las uniones de secciones. Verificación de puntos calientes. Pérdida de laminación en los extremos de los dientes.

Placas y pernos de compresión. Verificar apriete y posición de las placas. Dedos de compresión. Verificar apriete a la laminación y fijación a la placa. Ductos de

ventilación. Verificar separación de ductos y limpieza. Verificar posición de separadores entre laminaciones.

Devanado.- Aislamiento. Efectuar prueba de resistencia de aislamiento y F.P. verificar presencia de polvo blanco en los ductos de ventilación que indica desgaste de aislamiento de bobina. Verificar presencia de mancha blanca a cabezales a la salida de la ranura que indica efecto corona.

Detección de abofamiento en cabezales (solidez del aislamiento) si existe abofamiento se debe a la presencia corona interna o coroto circuito entre espiras. Caso necesario reparar o sustituir bobina. El abofamiento puede deberse a falso contacto entre el conector de bobinas. Observar en bobinas viejas escurrimiento de compound. Presencia de polvo y aceite. Limpiar.

Sistema de sujeción.- Verificación del estado de apriete de cuñas. Amarres entre cabezales. Separación de cabezales. Amarres del devanado al anillo de sujeción-soporte. Soporte del anillo de sujeción. Soporte del anillo de conexión. Soportes de salidas de fase y neutro. El apriete de cuña se verifica con auxilio de un martillo con golpe. Verificar la posición de los seguros en los extremos de las cuñas.

Conexiones.- Verificar presencia de grietas en el aislamiento de las conexiones o cambio de color en el aislamiento en las conexiones. Verificar apriete de conexiones flexibles.

Cubiertas del devanado.- Verificar candados de la tornillería de sujeción y ausencia de grietas por vibración y deformaciones.

Registro de temperatura.- Verificar el valor de resistencia de los detectores (RTD) y las conexiones de estos.

Sistema de anclaje y carcasa.- Unión de secciones de la carcasa. Verificar apriete de tornillos y soldadura, candados de las tuercas, empaques, cordones de soldadura con dy-chek y guías de uniones. Soporte de las guías del núcleo. Verificar la soldadura de los soportes de las guías del núcleo.

Apoyo del estator.- Verificar libre desplazamiento de las tapas, posición correcta de las guías radiales, deformaciones, candados de tornillos verticales y huelgos entre tornillo de ajuste y placa de desplazamiento de estator. Verificar grietas en concreto de las patas. Cualquier huelgo es indicativo de deformación.

Sistema de enfriamiento.- Enfriadores de aire. Verificar diferencia de temperaturas de entrada y salida de agua, temperaturas de aire caliente y aire frío, limpieza radiadores y mantenimiento a tapas. Verificación hermeticidad y prueba hidrostática. Válvula y tuberías. Verificación de fugas; cambio de empaques. Verificación del espesor de las paredes de la tubería. Limpieza y aplicación de pintura anticorrosiva.

Filtro de agua.- Verificar diferencia de presiones a la entrada y salida de agua. Equipos de medición. Indicadores de flujo. Verificación de operación y calibración. Termómetros y manómetros. Verificación de operación y calibración.

Rotor.- En el núcleo. Ductos de ventilación. Verificación de limpieza. Soporte del núcleo. Verificar apriete de tuerca y deformaciones. Verificar candados de tornillos y rotura de tornillos. Transmisión del par. Verificar rotura de las cuñas de acoplamiento de la araña del rotor con la llanta. En caso de encontrar anomalías reemplazar.

Sujeción de polos.- Verificar posición de cuñas. En caso de extracción, limpieza, limado de bornes y aplicación de antiferrante. Laminado. Limpieza general. Pista de frenado. Limpieza de la pista. Verificar apriete de tornillos, posición de las placas que forman la pista y el estado de la superficie de las placas.

Polos.- Bobinas. Verificar aislamiento entre espiras como prueba de caída de tensión. Verificar aislamiento a tierra con prueba de megger. Limpieza. En caso de desmontaje de la bobina ver estado de los aislamientos. Ver procedimiento de reparación. Conexiones. Verificar aprietes de tornillos y estado de los conectores y aislamientos del tornillo de soporte anclado a la llanta.

Devanado amortiguador.- Revisar calentamiento en la laminación cercana a las barras. Verificar soldaduras de unión de las barras al anillo. Verificar deformaciones del anillo. Verificar calentamiento fusión o rotura de las barras y conexiones entre polos. Laminado. Limpieza de oxidación y pintura con barniz aislante.

Ventilación.- Aspas y Tolvas. Verificar apriete de tornillerías y fisuras con relevante o con ultrasonido.

Alimentación al campo.- Anillos rozantes y escobillas. Verificar aislamientos a tierra y control de la superficie. Control de desgaste y presión de escobillas. Medición de dimensiones de escobillas. Barras, cables, soportes y conexiones. Verificación, apriete y limpieza de soportes aislantes de pasa muros. Cambiador de polaridad. Revisar apriete de conexiones, contactos, pernos y seguros.

Chumaceras.- Aislamientos. Verificar aislamientos, cambios de aislamientos dañados y limpieza. Equipos de control y medición. Verificación de los indicadores de temperatura, flujo, presión y nivel.

Excitador.- Armadura y campos. Verificar aislamientos, limpieza, superficie, colector y profundidad ranura de colector. Rectificar en caso necesario el conmutador. Verificación de cinchos de apriete. Escobillas y porta escobillas. Control de desgaste y apriete de escobillas. Medición de dimensiones escobillas.

Generador de imán permanente.- Verificar aislamientos. Revisar laminado estator. Verificar baleros, conexiones y limpieza. Verificación de funcionamiento.

Gatos de frenado.- Verificación del espesor de las balatas. Revisar ausencia de cristalización y fisuras de balatas. Revisión de fugas en empaques y tuberías. Revisión, ajuste y limpieza de micro-interruptores.

Araña de soporte y cubierta de generador.- Verificar vibraciones y ruidos, apriete de tornillería y empaques, centrado de la araña, tornillos y topes entre araña y carcasa y posición de la guía radial y candados.

Equipo complementario.- Cajas de conexiones. Revisar estado de tablillas de conexiones, limpieza y reapriete de conexiones. Resistencias calefactoras. Limpieza general y reapriete de conexiones. Mantenimiento a contactores de alimentación. Verificar operación. Alumbrado. Verificar operación.

CONTROLES QUE DEBEN SER VERIFICADOS ANTES DE UN MANTENIMIENTO MAYOR

Generador No. _____

Fecha: _____

POTENCIA ACTIVA		MW
POTENCIA REACTIVA		VAR
AMPS CA.		AMPS.
AMPS CD.		AMPS.
TEMP. DEVANADO ESTATOR	FASE A	°C
TEMP. DEVANADO ESTATOR	FASE B	°C
TEMP. DEVANADO ESTATOR	FASE C	°C
TEMP. AIRE CALIENTE		°C
TEMP. AIRE FRIO.		°C
TEMP. AGUA ENTRADA ENFRIADOR.		°C
TEMP. AGUA SALIDA ENFRIADOR.		°C
FLUJO DE AGUA		L/m.
CHUMACERA GUIA SUPERIOR GENERADOR		
TEMP. METAL.		°C
TEMP. ACEITE.		°C
VOLTAJE EN LA FLECHA.		V
CABECEO EN LA FLECHA CON EXITACIÓN		mm
CABECEO EN LA FLECHA SIN EXITACIÓN		mm
GAS OZONO EN LA CAMARA DEL ESTATOR.		ppm
CHISPORROTEO EN ANILLOS ROZANTES.		S/NO
CHISPORROTEO EN CONMUTADOR.		S/NO
HUMEDAD.		%

Anexo D.- Protecciones a la Unidad Generadora

Protección diferencial.- Sirve para proteger el devanado del generador contra fallas internas por corto circuito entre fases, empleando un relevador que compara las magnitudes de las dos corrientes en los extremos de cada fase, cerrando sus contactos cuando la relación pasa de un determinado valor.

Cuando ocurre un corto circuito entre fases, la corriente no sigue su sentido normal a través de las bobinas limitadoras, si no que el exceso de corriente circulara a través de la bobina de disparo, este exceso es suficiente para mandar el cierre de los contactos que a su vez permiten el paso de la corriente al relevador de bloqueo el cual manda abrir los interruptores de la máquina, la quebradora de campo, el interruptor del transformador de servicios propios y opera una alarma. Esta protección solo detecta fallas entre fases y no las fallas a tierra debido a la alta impedancia del circuito neutro.

Fallas a tierra del estator.- Cuando llega a producirse una contacto a tierra en los devanados del estator, cables de potencia a la salida de la maquina o en algún interruptor en el circuito, aparece un voltaje en el primario del transformador de distribución que está conectado al neutro del generador; este voltaje aumentado aparece entre las terminales de un relevador de paro normal con bloqueo.

Este relevador de voltaje actúa abriendo los interruptores de la maquinas, la quebradora de campo el interruptor del transformador de servicios propios y opera una alarma.

Fallas a tierra del campo.- Como normalmente el circuito de excitación esta flotante, es decir, aislado a tierra, cuando algún punto del circuito se va a tierra, no ocurre nada de inmediato, sin embrago, otros puntos del circuito quedaran ahora a un potencial con respecto a tierra, lo que aumenta las posibilidades de una segunda falta.

Si esta segunda falla llega a ocurrir, parte de la corriente de excitación circulará por la tierra, esto trae como consecuencia un desbalanceo de los flujos en el entre-hierro, lo cual a su vez origina esfuerzos que en casos graves deforman el rotor, causando vibración.

El relevador más usado para esta protección consiste en un galvanómetro una de cuyas terminales está a tierra y la otra conectada al devanado de campo por medio de un divisor de voltaje. Al ocurrir una “tierra”, circula una corriente por el relevador. El criterio empleado comúnmente es que a la operación del relevador opere una alarma, con lo que se da aviso para sacar a la unidad de servicio en el momento más conveniente.

Protección por sobre corriente en el estator.- Se usa principalmente para proteger al generador contra sobre cargas y como respaldo para fallas externas, ya que la protección primaria contra cortos circuitos se hace por las protecciones:

diferencial y de fallas a tierra del campo. Para esta protección se usan relevadores de sobre corriente o sobre corriente con retención de voltaje.

Los relevadores de sobre corriente están conectados al generador por medio de transformadores de corriente. Cuando la corriente de carga aumenta a un valor determinado, o cuando se presenta una sobre corriente debida a falla, el relevador opera con un retardo predeterminado.

En la protección por sobre corriente con retención de voltaje, al relevador de sobre corriente se le agrega una bobina de voltaje la cual “suelta” cuando la tensión baja a un determinado nivel. Al soltar la bobina se cierra un contacto que está en serie con el contacto del relevador de sobre corriente, produciéndose el disparo.

Una variante consiste en hacer que el contacto de la bobina de voltaje cierre el contacto de otra bobina llamada “sombra” en el circuito magnético del relevador de sobre corriente, en esta forma, junto con la corriente de operación se produce un par sobre el disco del elemento de inducción, ocasionando el disparo. Este tipo de relevadores se conoce como relevador de sobre corriente controlado por voltaje.

La ventaja del caso de relevadores de sobre corriente con retención de voltaje estriba en que solo se permite el disparo cuando hay una caída de voltaje. La protección de respaldo con relevadores de sobre corriente es difícil debido a que la reactancia síncrona de los generadores es del orden de 1.1 más por unidad lo que limita la corriente en fallas sostenidas a casi la corriente de plena carga.

Sobre temperatura en el devanado del estator.- La sobre temperatura en los devanados del estator de los generadores puede deberse a fallas en el sistema de enfriamiento o a corotos circuitos incipientes entre espiras. Se detecta por dos medios.

Con sondas consistentes en resistencias variables de temperatura. El circuito consiste en un puente, donde una de sus ramas es la sonda menciona, la segunda y tercera ramas son resistencias fijas y a la cuarta es una resistencia variable para calibración. El elemento sensible es un galvanómetro que acciona contactos para alarma, disparo de interruptores y de botellas de CO₂ en algunos casos.

Mediante un relevador de temperatura del tipo de disco de inducción provista de dos contactos normalmente abiertos los cuales son actuados cuando el relevador detecta una sobre temperatura dentro del estator. El circuito para detectar la temperatura es similar a un puente de Wheatstone con la particularidad de que dos circuitos adyacentes son reemplazados por los devanados del secundario de un transformador.

En el instante en que se llega a la máxima temperatura se energiza un relevador auxiliar que opera una alarma y el relevador de paro sin carga que saca de sincronismo la unidad y la deja girando a la velocidad de marcha en vacio y en algunos casos acciona el sistema contra incendios.

Cuando solo queda girando la unidad a la velocidad de vacío, se puede esperar a que la temperatura baje a un valor nominal para restablecer los relevadores y proceder a sincronizar la unidad.

Secuencia negativa.- Esta protección se aplica para detectar fallas desbalanceadas las cuales no pueden soportar las maquinas síncronas, como en el caso de fallas trifásicas. Se debe aclarar que el asa establece que un generador deberá soportar una falla trifásica durante 30 segundos sin sufrir el menor daño.

En lo que respecta a fallas desbalanceadas al generador deberá soportarlas con la condición de que el producto $I_2^2 T$ no exceda de 40 donde I_2 es la corriente de secuencia negativa media y T el tiempo de duración de la falla.

Debido a las corrientes de secuencia negativa, se inducen corrientes de segunda armónica en el rotor y causan calentamiento, que en caso de fallas sostenidas pueden difundir el metal.

El relevador de protección es esencial un relevador de sobre corriente conectado por medio de un filtro de secuencia negativa a los transformadores de corriente que opera una alarma.

Pérdidas de excitación.- La pérdida de excitación puede deberse al disparo del interruptor de campo, corto circuito del devanado de campo, falla del regulador de voltaje, mal estado de los carbones, etc.

Cuando ocurren una pérdida de excitación parcial o total, la maquina funciona sola, se anula la tensión generada y cesa el suministro de energía; pero si trabaja acoplada con otras unidades, toma la red en forma de potencia reactiva la corriente de excitación que le es necesaria y continúa su funcionamiento en régimen sub excitado, además ocasiona una sobre corriente en el estator que puede ser varias veces la corriente nominal dependiendo del deslizamiento.

Si el sistema al que está conectada la unidad es pequeño, no podrá soportar la pérdida del suministro de reactivos, produciéndose inestabilidad, la cual a su vez puede ocasionar el disparo de las demás plantas.

La protección se hace con un relevador direccional de distancia, conectado al generador por medio de transformadores de potencia y de corriente. Este relevador energiza un relevador auxiliar que opera la alarma y el relevador de paro sin carga que saca de sincronismo la unidad y la deja girando a la velocidad de vacío.

Protección por motorización.- Se habla de motorización cuando se pierde el suministro de agua a la turbina y el generador actúa como motor. Algunas unidades tienen disparo sobre el regulador de velocidad se llegara a cerrarse la válvula principal de operación.

Son variados los dispositivos de protecciones pero uno muy empleado es con relevador de potencia inversa conectado al generador.

Este relevador manda disparar la unidad cuando la potencia inversa alcanza un pequeño porcentaje de la capacidad nominal.

Protección por sobre temperatura.- La medición y protección contra sobre temperatura se hace mediante dos tipos de termómetros de resistencia que se usan para la medición de la temperatura del devanado del estator, cojinetes, aceite, agua, y aire refrigerante.

Estos termómetros están basados en la propiedad que tiene la resistencia del cobre de variar su calor de acuerdo a la temperatura.

Termómetros de mercurio con mando a distancia los cuales están dotados de contactos ajustables y se usan generalmente para señalización y alarma, aunque en algunas ocasiones se usan también para efectuar el disparo de la unidad por sobre temperatura.

En las chumaceras de las turbinas hidráulicas generalmente se instalan estos dos tipos de termómetros ya sea directamente en el metal o en el aceite o lubricante en esta forma al aumentar la temperatura, la aguja del galvanómetro o la del bourdon hace contacto con unos platinos con los que cierra el circuito energizando un relevador auxiliar que opera una alarma y al aumentar más la temperatura cierra otro circuito que opera el relevador maestro que actúa sobre el regulador de velocidad parando la unidad.

Protección por baja presión de aceite de lubricación y control.- Este relevador generalmente detecta la presión de descarga de las bombas por medio de presostatos de varios contactos.

Cuando disminuye la presión de la bomba principal se cierran los contactos del relevador manométrico (presostato) energizando un relevador auxiliar operando una alarma si esta disminución de presión se hace más crítica, por ejemplo debido al paro de la bomba principal cierra otro juego de contacto energizando el circuito de la bomba de repuesto. En caso de que esta última bomba no entre en servicio, se energiza el relevador maestro mandando el paro de la unidad.

Este mismo circuito de aceite, tiene otras protecciones que podemos llamar secundarias que son las siguientes.- Alarma por máximo y mínimo nivel de aceite en el tanque acumulador, alarma por falta de agua de enfriamiento.

Protección por sobre velocidad.- Existen tres dispositivos principales de protección por sobre velocidad, dos de ellos son del tipo centrifugo, uno con mando hidráulico y el otro con mando eléctrico, el tercer dispositivo es de tipo eléctrico.

Relevador centrífugo con mando hidráulico.- Consiste de un peso montado sobre la flecha de la turbina, sosteniendo por un resorte calibrado, el cual al aumentar la fuerza centrífuga debido al incremento de velocidad, permite la apertura del paso, accionando un mecanismo que mueve la válvula, la que a su vez intercepta el aceite a presión del circuito oleodinámico determinando así el cierre imperativo del distribuidor.

Relevador centrífugo con mando eléctrico.- Este relevador funciona bajo el mismo principio que el anterior pero con la diferencia que la apertura del peso por sobre velocidad cierra un contacto eléctrico energizando un relevador auxiliar que opera una alarma y al relevador maestro; el cual actúa sobre el regulador de velocidad, parando la turbina. Además el relevador maestro dispara el interruptor principal y de campo del generador así como el interruptor de servicios auxiliares de la unidad.

Relevador tipo eléctrico.- Este relevador detecta la variación de la velocidad por medio del cambio de frecuencia por lo cual puede ser usado como protección contra baja o alta velocidad.

Al actuar este relevador, energiza una electroválvula, de manera que al excitarse la bobina, desplaza un núcleo el cual a su vez por medio de un juego de palancas y tirantes mueve un servomotor auxiliar que actúa sobre la válvula distribuidora mandando el cierre del distribuidor a través del servomotor principal.

Anexo E.- Características de la obras

Embalse	
Área de la cuenca	7940 Km ²
Escurrimiento Medio Anual	13047 x 10 ⁶ m ³
Gasto medio anual	413 .74 m ³ /seg
Avenida máximo registrado	6214 m ³ /seg
Capacidad total al N.A.M.E	1705 x10 ⁶ m ³
Capacidad útil	270x10 ⁶

Área máxima de embalse	3150 ha
Elevación N.A.M.E	395 m.s.n.m.
Elevación N.A Max O	392 m.s.n.m.
Elevación N.A Min O	380 m.s.n.m.

Tabla E.1. Embalse

Cortina	
Tipo	Enrocamiento
Altura máxima	251.70 m
Elevación corona	402 m
Ancho corona	25 m
Longitud corona	480 m
Borde libre	7 m
Volumen total	15.37 x 10 ⁶ m ³

Tabla E.2. Cortina

Vertedor	
Longitud de la cresta	75.60 m
Elevación de la cresta	373 m

Avenida de diseño	17400 m ³ /seg
Capacidad máxima de descarga	15000 m ³ /seg

Tabla E.3. Vertedor

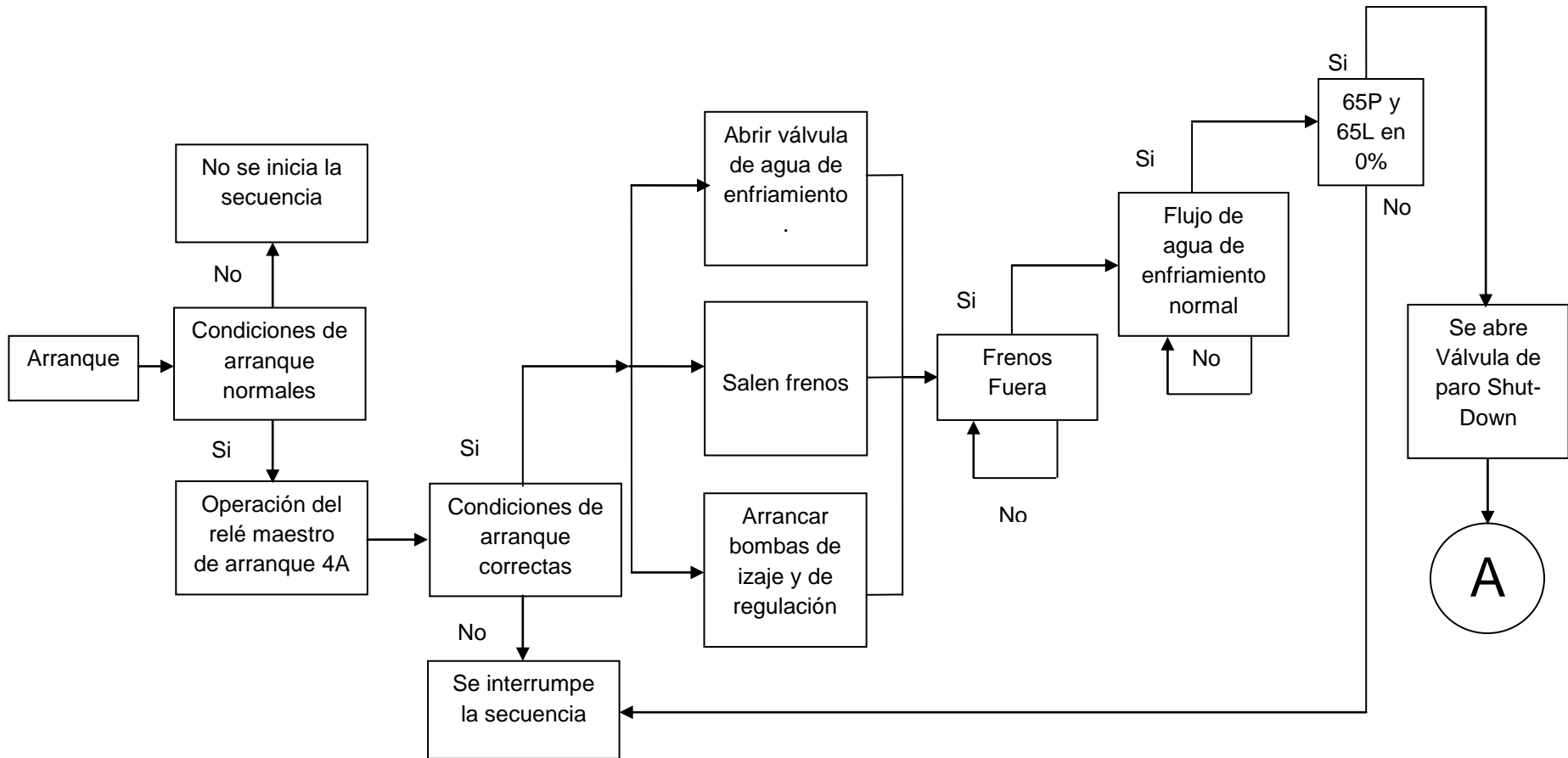
Obra de toma	
Número-tipo	8-rampa
Gasto de diseño por toma	186.70 m ³ /seg
Compuerta rodante de emergencia (7.45x6.80 m)	1
Compuerta rodante de servicio (7.45x6.80 m)	1 por toma

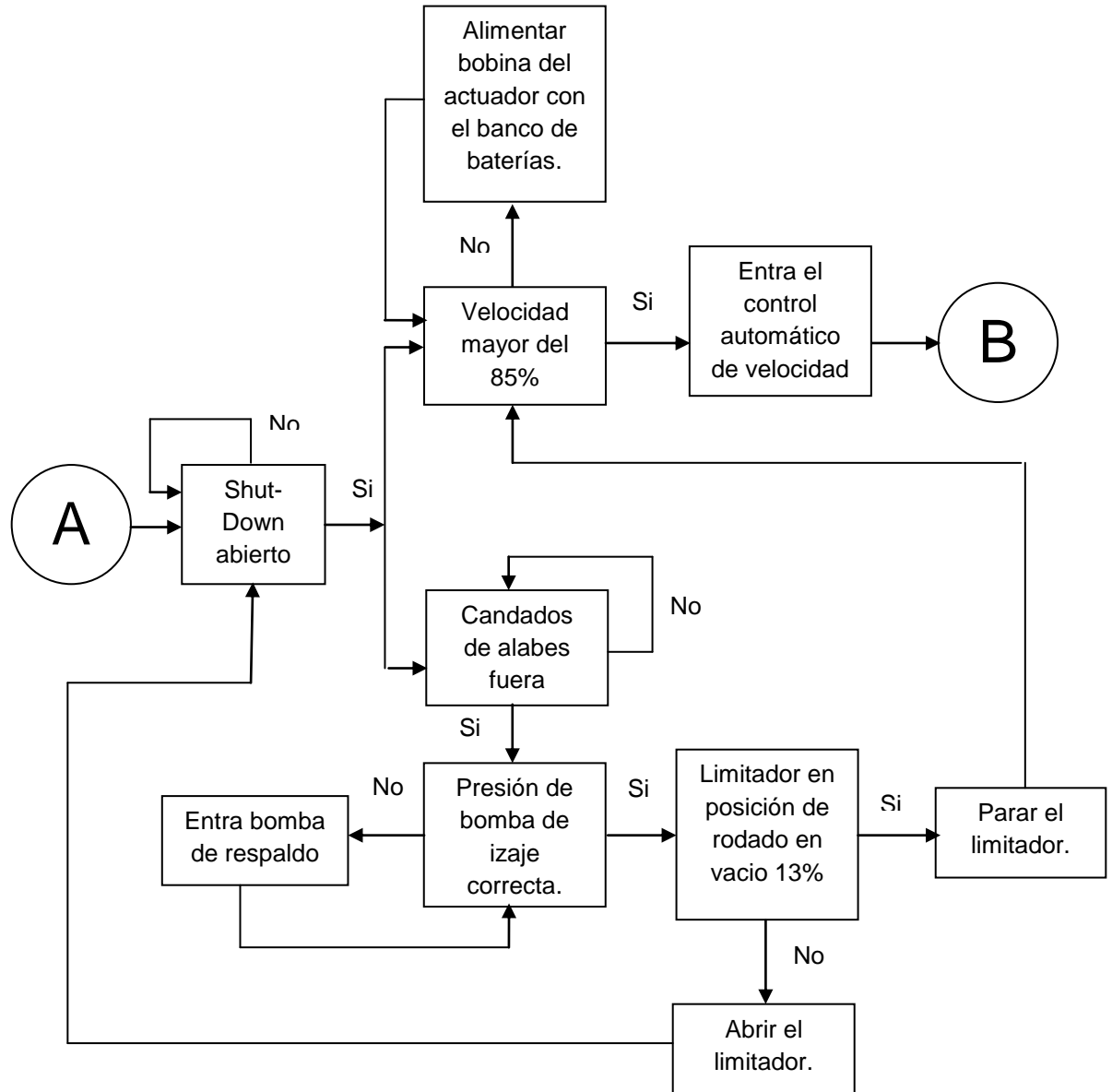
Tabla E.4. Obra de toma

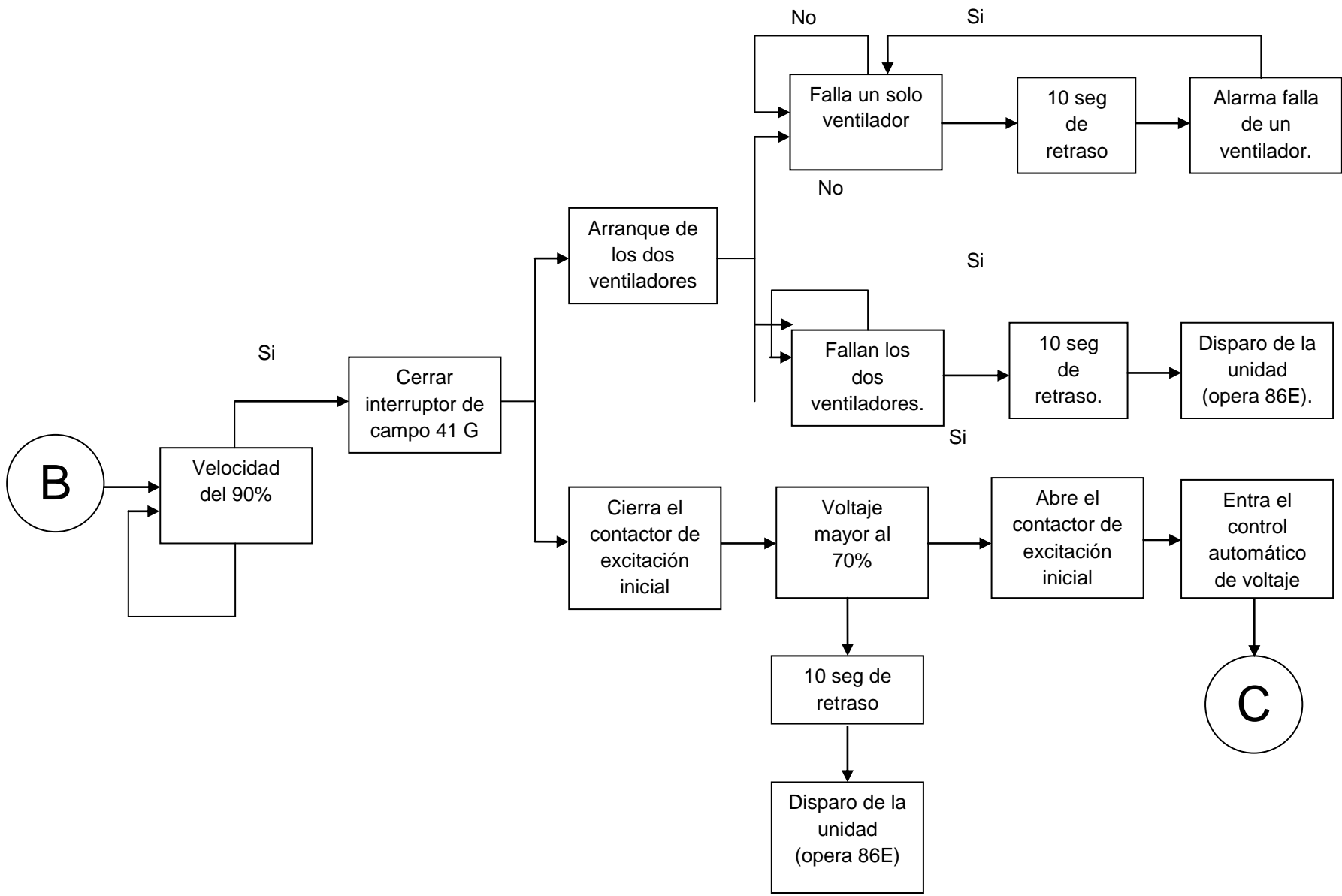
Casa de máquinas	
Tipo	Subterráneo
Longitud	199 m
Ancho	20.35 m
Altura	44.45 m

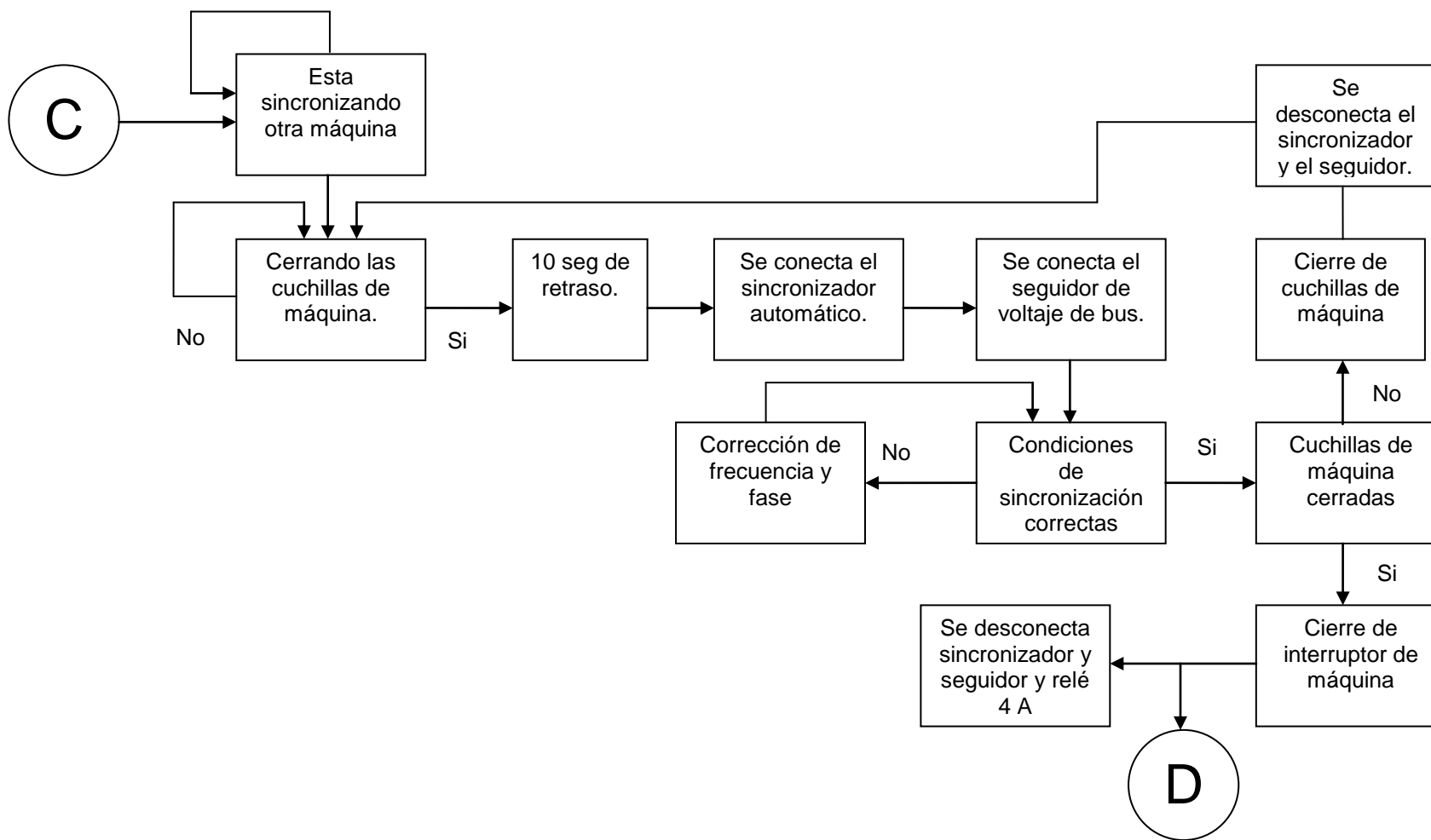
Tabla E.5. Casa de Máquinas

Anexo F.- Secuencia de Arranque U-1; Diagrama a bloques









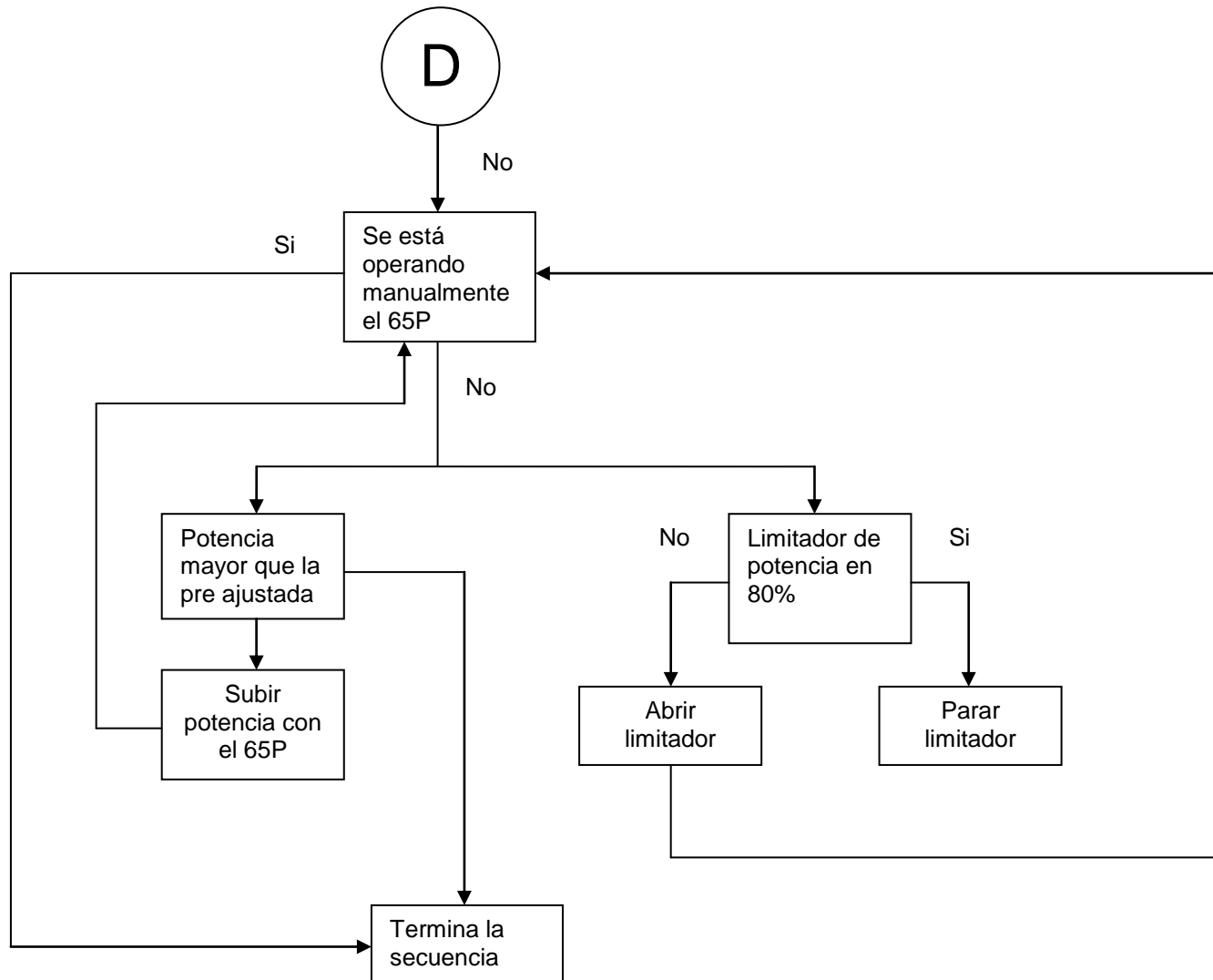




Ilustración 1. Vista aérea de la CHMMT.