

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIDAD DE INGENIERÍA MECATRÓNICA



**IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y
SUPERVISIÓN PARA EL GRUPO GENERADOR N°3
DE 1600 Kw EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
MANCAHUARA**

**INFORME DE SUFICIENCIA
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO MECATRÓNICO**

DANIEL LEONARDO BARRERA ESPARTA

PROMOCIÓN 2009-II

LIMA - PERÚ

2013

Dedicado a mi madre María, por su amor brindado a mi persona a lo largo de mi vida y sus consejos que me alentaron a superar las dificultades. A mi padre Víctor, hombre trabajador que me apoyó siempre en el camino para convertirme en ingeniero y por inculcarme valores los cuales me han formado como una persona correcta. A mis hermanas, por su apoyo y dedicación. Y en especial a mi abuelita Sabina Gómez que con su tiempo, amor, paciencia y dedicación hizo de sus nietos hombres de bien en nuestra sociedad.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	3
1.1 Antecedentes.....	4
1.2 Objetivos	6
1.2.1 Objetivo general.....	5
1.2.2 Objetivos específicos	5
1.3 Alcance.....	6
1.4 Justificación.....	6
1.5 Descripción	6
CAPÍTULO II: ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE CENTRALES	
HIDROELÉCTRICAS	8
2.1 Fundamentos de centrales hidroeléctricas.....	8
2.1.1. Definiciones	8
2.1.2. Tipos de centrales hidroeléctricas	11
2.1.2.1. Centrales hidroeléctricas de agua fluente.....	12
2.1.2.2. Centrales hidroeléctricas con embalse.....	12
2.1.2.3. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo.....	13
2.1.3 Componentes de las centrales hidroeléctricas.....	14
2.2 Automatización en centrales hidroeléctricas.....	20
2.2.1 Fundamentos de la automatización.....	20

2.1.1.1 Niveles de integración en automatización.....	22
2.2.2 Sistema de control basado en controlador lógico programable-PLC.....	23
2.2.2.1 Arquitectura del PLC.....	24
2.2.2.2 Programación del PLC.....	29
2.2.3 Sistemas de supervisión y redes industriales	29
2.2.3.1 Red de comunicación.....	30
2.2.3.2 Modelo de interconexión de sistema abierto (OSI).....	31
2.2.3.3. Topologías de redes.....	32
2.2.3.4. Medios de transmisión.....	34
2.2.3.5. Interfaces de comunicación.....	34
2.2.3.6. Protocolos de comunicación.....	35
CAPÍTULO III: RECEPCIÓN DE DOCUMENTOS TÉCNICOS DEL REQUERIMIENTO	36
3.1 Recepción del acuerdo técnico.....	36
3.1.1. Características de la central hidroeléctrica.	36
3.1.2. Características del grupo generador.....	37
3.1.3. Características del sistema de regulación de tensión.	38
3.1.4. Características del sistema de regulación de velocidad.	39
3.2 Recepción de la descripción técnica del sistema de control y supervisión	41
3.2.1. Características del sistema de control.....	41
3.2.2. Características del sistema de supervisión	42
3.3 Recepción del cronograma de actividades	43

CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO, DE

	DE CONTROL Y SUPERVISIÓN.....	44
4.1	Desarrollo del sistema eléctrico.....	44
4.1.1.	Interconexión eléctrica entre los equipos.....	44
4.1.1.1.	Controlador automático del grupo generador.....	44
4.1.1.2.	Controlador lógico programable.....	45
4.1.1.3.	Protección de temperatura.....	47
4.1.1.4.	Protección multifunción del generador.....	48
4.1.1.5.	Protección de corriente diferencial del generador.....	49
4.1.1.6.	Protección de falla a tierra en el campo del rotor de generador.....	50
4.1.1.7.	Analizador de redes eléctricas.....	51
4.1.1.8.	Panel de Alarmas.....	52
4.1.1.9.	Interfaz Humano Máquina – HMI.....	53
4.1.2.	Conexionado de señales digitales del grupo generador.....	54
4.1.3.	Conexionado de señales análogas del grupo generador.....	55
4.2	Desarrollo del sistema de control.....	56
4.2.1.	Descripción del sistema de control.....	56
4.2.1.1.	Descripción del funcionamiento del AGC.....	57
4.2.1.1.	Descripción del funcionamiento del PLC.....	59
4.2.2.	Lógicas y diagramas de flujo.....	60
4.2.3.	Programación y simulación del controlador lógico programable-PLC...	63
4.2.3.	Ajustes de los componentes de sistema de control.....	70
4.3	Desarrollo del sistema de supervisión.....	72
4.3.1.	Descripción del sistema de supervisión.....	72

4.3.2 Configuración de la interfaz humano máquina -HMI.....	76
4.3.2.1 Pantalla de ingreso a la interfaz HMI.....	76
4.3.2.2 Pantalla principal.....	78
4.3.2.3 Pantallas de medición de variables eléctricas, temperaturas y presiones.....	79
4.3.2.4 Pantallas de secuenciamiento de arranque y parada del grupo generador.....	79
4.3.2.5 Ventana de Alarmas.....	83
4.3.2.6 Ventanas de Registro de Eventos.....	84
4.3.3 Tabla de registros históricos de alarmas y eventos.....	85
CAPÍTULO V: VERIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN.....	88
5.1 Verificación del sistema de control.....	88
5.1.1 Verificación de los equipos del sistema de control.....	88
5.1.2 Verificación de la interconexión eléctrica del sistema de control.....	89
5.2 Verificación del sistema de supervisión.....	91
5.2.1 Verificación de la interface humano-máquina (HMI).....	91
5.2.2 Verificación de la interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485.....	91
CAPÍTULO VI: PROTOCOLO DE PRUEBAS.....	94
6.1 Pruebas operativas del sistema.....	94
6.1.1 Arranque del grupo generador.....	94
6.1.2 Sincronización del grupo generador.....	98

6.1.3.	Parada del Grupo Generador.....	100
6.2.1.	Modo automático.....	101
6.2.2.	Modo semiautomático.....	101
6.3.1.	Pruebas ante una parada de emergencia.....	102
6.3.2.	Pruebas ante fallas eléctricas.....	103
CAPÍTULO VII: COSTOS		105
7.1	Consideraciones básicas	105
7.2	Costos totales	105
7.3	Ahorro generado por la utilización del Sistema de Control y Supervisión....	107
7.4	Período de retorno de inversión.....	108
CONCLUSIONES.....		109
RECOMENDACIONES.....		111
BIBLIOGRAFÍA.....		112
ANEXOS		
PLANOS		

PRÓLOGO

En el año 2009, la empresa de distribución de energía Electro Sur Este S.A.A. (ELSE) convocó a concurso el proyecto “Rehabilitación de la Central Hidroeléctrica de Mancahuara” ubicada en la zona denominada Mancahuara, localizada en la comunidad de Villagloria – Copillayoc, perteneciente al distrito de Curasco en la provincia de Grau, región de Apurímac. La “Buena Pro” fue otorgada a la empresa **HIDROEQUIPOS Y CONSULTORÍA S.R.L.**

Como parte del proyecto, la mencionada empresa realizó el requerimiento de un Sistema de Control y Supervisión para el Grupo Generador N°3 de 1600 Kw de la Central Hidroeléctrica Mancahuara. La empresa GRETEK S.R.L. fue contratada por **HIDROEQUIPOS Y CONSULTORÍA S.R.L.** para el suministro del mencionado sistema.

Como parte de la implementación del Sistema de Control y Supervisión, el cliente entregó un expediente técnico del requerimiento en el cual detalla las características técnicas de la Central Hidroeléctrica Mancahuara, así como los alcances del Sistema de Control y Supervisión, bajo los cuales el presente trabajo desarrollará desde el análisis del expediente técnico del requerimiento hasta la puesta en marcha del grupo generador.

El presente Informe de Suficiencia consta de seis (06) capítulos, que a continuación se detallan:

En el Capítulo I se precisa los antecedentes, objetivos, alcance, justificación y descripción del presente informe.

En el Capítulo II se presentan los aspectos teóricos de las centrales hidroeléctricas; además de los conceptos claves de automatización industrial aplicados a las centrales de generación eléctrica.

En el Capítulo III se presenta el resumen del Expediente Técnico del Requerimiento, el cual detalla las características del grupo generador, las características del sistema de control y supervisión requerido y el cronograma de actividades.

En el Capítulo IV se desarrolla el sistema eléctrico que consta de la interconexión entre equipos y el conexionado de señales digitales y análogas, el sistema de control que comprende desde su descripción hasta la elaboración de los digramas de flujo y la programación de la lógica en el controlador lógico programable (PLC) y se describe el desarrollo del sistema de supervisión, el cual abarca el desarrollo de la interfaz humano-máquina (HMI).

En el Capítulo V se muestran los protocolos aplicados a la verificación de la implementación del sistema de control y supervisión.

En el Capítulo VI se presentan los protocolos de verificación aplicados a las pruebas operativas del sistema de control y supervisión del grupo generador para diferentes regímenes de operación y su interconexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (S.E.I.N.).

En el Capítulo VII se muestran los costos totales del proyecto, el análisis del ahorro generado por el sistema y el cálculo del período de retorno de la inversión.

Finalmente, se presentan las conclusiones obtenidas del informe y las recomendaciones correspondientes.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, debido al crecimiento económico del País, se requiere cada día una mayor oferta de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras. Al respecto, gran parte de la generación de electricidad se da en el aprovechamiento del recurso hídrico, siendo nuestro País privilegiado por la oferta de este recurso, ubicándose entre los 20 países más ricos del mundo. Actualmente, el Estado promueve la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas con la finalidad de cubrir la demanda de energía eléctrica.

Un problema que enfrentan las empresas generadoras de energía es la desigualdad de la distribución espacial del agua y su variabilidad estacional, que determinan diferencias significativas en la disponibilidad del recurso. En el contexto mencionado, se requiere una gestión eficiente de los recursos hídricos, esto es, el mejor aprovechamiento del agua para la producción eficiente de energía eléctrica. Para lograr el objetivo, el uso de la automatización en las centrales hidroeléctricas permite obtener la mayor eficiencia de sus grupos generadores. Es por ello que se justifica una inversión de las empresas generadoras en la implementación de un

sistema de control y supervisión para los grupos generadores que les permita enfrentar el problema.

1.1 Antecedentes

La Casa de Máquinas de la Central Hidroeléctrica Mancahuara fue construida y puesta en funcionamiento en el año 1923 aproximadamente. Hasta el año 2009 ésta ha venido funcionando con dos grupos generadores, faltando la instalación de un tercer grupo, que por sus características técnicas requería de la ampliación de la casa de máquinas.

En el año 2009, se ejecutaron las obras civiles de instalación del nuevo grupo generador de 1600 Kw. Se realizó la ampliación de la casa de máquinas, el montaje del generador, la turbina, los sistemas de refrigeración, el sistema de regulación de voltaje y el sistema de regulación de velocidad del nuevo grupo generador. Sin embargo, éste no contaba con un tablero eléctrico para el sistema de control y supervisión. En el mismo año, la empresa Grupo Técnico Kilowatt S.R.L. fue contratada para realizar el suministro del sistema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Implementar el Sistema de Control y Supervisión para el Grupo Generador N°3 de 1600 Kw ubicado en la Central Hidroeléctrica Mancahuara, basado en controladores lógicos programables, para interconectarlo al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (S.E.I.N.).

1.2.2 Objetivos específicos

- ✓ Analizar el expediente técnico del requerimiento con la finalidad de identificar las características de la central hidroeléctrica y del grupo generador.
- ✓ Realizar la interconexión eléctrica de los equipos que conforman el sistema de control y supervisión.
- ✓ Implementar el secuenciamiento de las operaciones de arranque, sincronización y parada del grupo generador utilizando un controlador lógico programable-PLC.
- ✓ Implementar el sistema de supervisión a través de un interfaz humano máquina-HMI para monitorear los equipos a integrar y visualizar las variables principales que reporta cada uno de ellos.
- ✓ Realizar la verificación de la funcionalidad del sistema de control y supervisión a través de protocolos de pruebas.

1.3 Alcance

El presente informe desarrolla la implementación de un tablero eléctrico para el sistema de control y supervisión del grupo generador N°3 de 1600 Kw, cuyos requerimientos de implementación se encuentran en los documentos que el cliente entregó al inicio de los trabajos. Dentro de estos documentos se especifica que el sistema permite la operación de arranque, parada y sincronización del grupo generador y debe garantizar su interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SEIN). Finalmente, el sistema de supervisión debe permitir al operador del grupo generador la visualización de los parámetros eléctricos y mecánicos. Quedan fuera del alcance de este proyecto el control dedicado de los sistemas de refrigeración y la supervisión de variables que no cuenten con los sensores instalados hasta la fecha de puesta en servicio y que hayan sido considerados para el sistema.

1.4 Justificación

El trabajo se realizó por el contrato “SUMINISTRO DE SISTEMA DE PROTECCIÓN Y CONTROL GRUPO 3 C.H. MANCAHUARA” el cuál se celebró el 06 de octubre del 2009 (Ver anexo N°1).

1.5 Descripción

Para el presente trabajo se ha planteado el objetivo y el alcance del proyecto en base a los documentos técnicos del requerimiento, los cuales han sido

repcionados. A continuación, se realiza el desarrollo del sistema eléctrico, de control y supervisión basándose en el manejo de herramientas de software para el diseño eléctrico, la elaboración de diagramas de flujo para realizar la programación del controlador lógico programable-PLC y la programación del sistema de supervisión basado en la información de los equipos a utilizar. Luego se realiza el proceso de verificación de la implementación del sistema de control y supervisión en base al desarrollo realizado anteriormente. Finalmente se realizan los protocolos de pruebas del sistema, se verifica la funcionalidad para su interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SEIN) y se evalúan los costos del sistema.

CAPÍTULO II

ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

2.1 Fundamentos de centrales hidroeléctricas.

2.1.1. Definiciones.

- Centrales Eléctricas.

Las centrales eléctricas son definidas como toda instalación destinada a transformar energía potencial en trabajo¹. Esta instalación se sitúa generalmente cerca de las fuentes básicas de energía como ríos, yacimientos de carbón, etc, o también se ubican cerca de los lugares donde se encuentra el mayor consumo de energía eléctrica. En las centrales eléctricas se obtiene electricidad por medio de las máquinas denominadas grupos generadores.

○ Centrales Hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas son instalaciones que involucran el aprovechamiento de un fluido hidráulico, normalmente agua, que se convierte de energía hidráulica a energía mecánica en una turbina hidráulica y se convierte de energía mecánica a energía eléctrica en un generador eléctrico² Las ubicaciones de las centrales hidroeléctricas se dan generalmente alejadas de las grandes zonas de consumo debido a que depende de las características y configuración del terreno por el que se discurre la corriente de agua que sirve de materia prima (Ver figura 2.1).

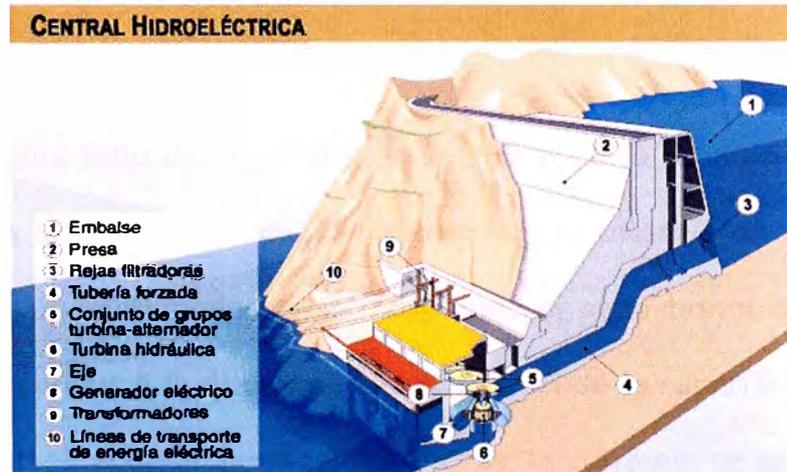


Figura 2.1. Central Hidroeléctrica.

○ Nivel y cota.

El nivel se entiende como la horizontalidad constante de la superficie de un terreno o la que adquiere la superficie libre de los líquidos. La cota es el

valor de la altura a la que se encuentra una superficie o punto respecto al nivel del mar (Ver figura 2.2).

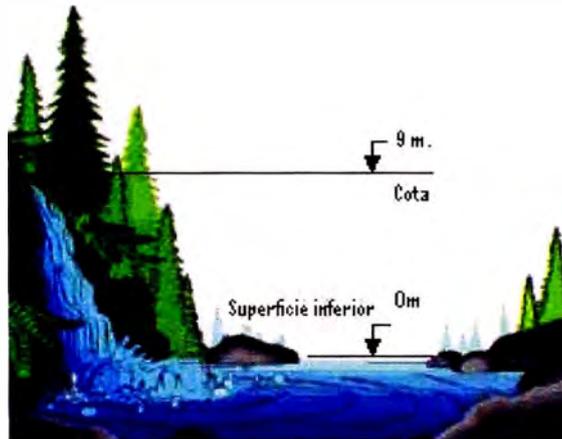


Figura 2.2. Cota de la superficie de un terreno.

o Salto del agua.

Se denomina salto del agua al paso brusco o caída de masas de agua desde un nivel a otro inmediatamente inferior, cuyo valor se da en metros (Ver figura 2.3.). De este concepto se desprende el salto bruto (salto real o salto total) que equivale a la diferencia entre el nivel de la superficie de agua embalsada y el nivel, aparentemente uniforme, de la corriente de agua que se establece una vez que ésta ha recorrido todas las conducciones que salvan el salto de agua, y el salto útil o también denominado salto neto, el cual corresponde a un valor menor que el del salto bruto, ya que se obtiene restando de éste todas las pérdidas de carga o altura que se originan en la totalidad del recorrido que se deben a las turbulencias y rozamientos del agua

en las entradas de las tuberías, paredes de todo tipo de conducción, válvulas, codos, ángulos, cambios de sección y orificios de salida, etc.

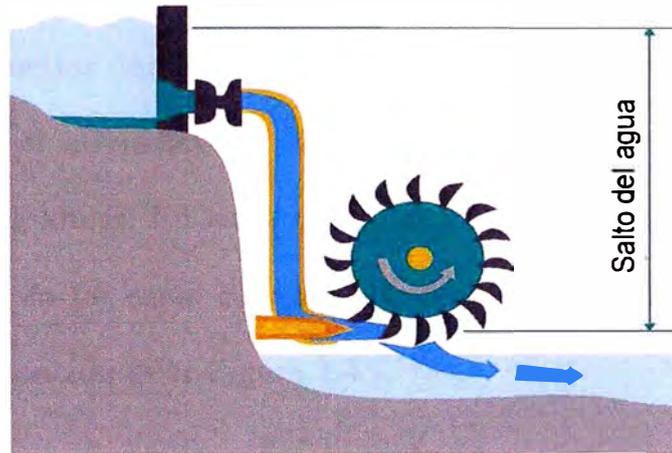


Figura 2.3. Salto del agua.

o Embalse.

Un embalse es resultado de almacenar todas las aguas que afluyen del territorio sobre el que está enclavado, identificado como cuenca vertiente, con el fin de poderlas encauzar para una adecuada utilización según las necesidades exigidas por la instalación. La capacidad de un embalse, se expresa tanto en metros cúbicos (m^3) como en hectómetros cúbicos (hm^3).

2.1.2. Tipos de centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas son clasificadas según diferentes criterios basados en sus características técnicas, asentamiento, forma de utilización del recurso hídrico, condiciones de funcionamiento, etc.

2.1.2.1. Centrales hidroeléctricas de agua fluente.

Son aquellas donde el agua se utiliza directamente en las turbinas o se derrama por el aliviadero de la central. Estas se caracterizan por un gran caudal y poca altura. En estas centrales hidroeléctricas, el agua se toma del mismo río o en un canal desviado después de interceptar el mismo por un dique de contención (Ver Figura 2.4.).

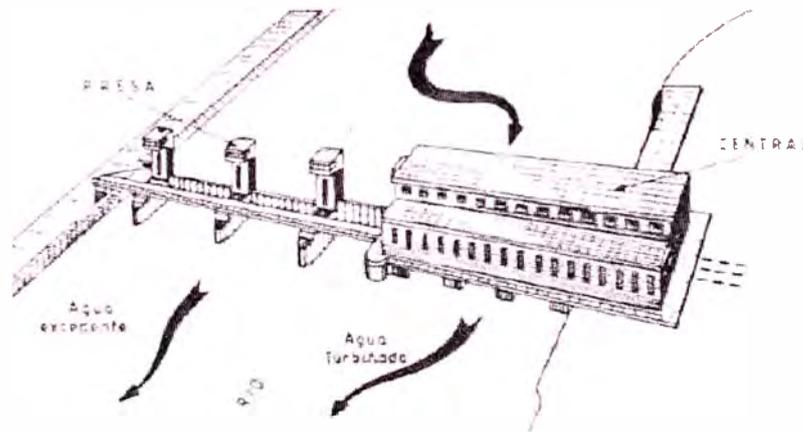


Figura 2.4. Central hidroeléctrica de agua fluente.

2.1.2.2. Centrales hidroeléctricas con embalse.

Son aquellas que poseen un embalse que almacena y regula los caudales de agua que pueden provenir de grandes ríos, lagos o de pantanos artificiales (Ver figura 2.5.).

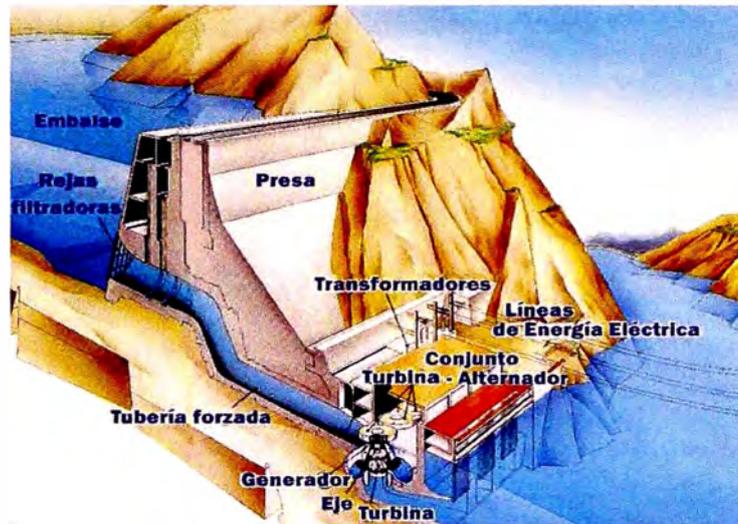


Figura 2.5. Central hidroeléctrica con embalse.

2.1.2.3. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo.

Son centrales hidroeléctricas que utilizan energía de la red interconectada para bombear agua desde el nivel de aguas abajo hasta el nivel de aguas arriba para la generación de energía eléctrica (Ver figura 2.6.).



Figura 2.6. Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

2.1.3 Componentes de las centrales hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas poseen diversos componentes entre los cuales se incluyen tanto las obras, equipos y otros cuya misión es la de almacenar y encauzar el agua en las debidas condiciones para obtener la acción mecánica, como edificaciones, equipos, sistemas y otros que, mediante la transformación sucesivas de energía, obtenemos ésta en forma de energía eléctrica. Cabe aclarar que algunos componentes pueden intervenir o no dentro las instalaciones de una central hidroeléctrica dependiendo de las características de asentamiento, potencia, etc. Es por ello que para el presente informe, solo se han tomado en cuenta los componentes que componen la Central Hidroeléctrica Mancahuara. Entre estos tenemos:

- ✓ Embalse: Definido en 2.1.1

- ✓ Toma y Depósito de carga

La toma y el depósito de carga corresponden a la zona de obra donde se capta el agua necesaria para el accionamiento de las turbinas. Estas tomas poseen aberturas por donde ingresa el agua situadas a una profundidad determinada bajo el nivel normal del embalse que están protegidas por rejillas para evitar el paso de hielo y cuerpos extraños en suspensión o flotación que, de entrar en la turbina, podrían dañarla seriamente y causar además pérdidas de carga en la columna de agua que alimenta a la turbina (Ver figura 2.7.).

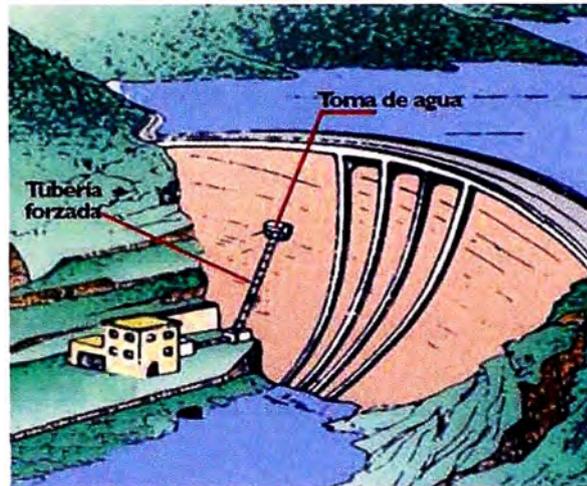


Figura 2.7. Toma y depósito de carga.

✓ Tuberías forzadas

Son tuberías que tienen la misión de conducir el agua directamente desde el punto de alimentación establecido (como un depósito de carga, por ejemplo) hasta las turbinas instaladas en la central. Se denominan también como tuberías de presión (Ver figura 2.8.).



Figura 2.8. Tuberías forzadas partiendo de un depósito de carga.

✓ Válvulas y Compuertas

Son componentes utilizados en las instalaciones hidráulicas para, de forma controlada, abrir y cerrar el paso de agua que proviene del depósito de carga o de la tubería forzada. En el caso de la compuerta, esta permite el paso del agua desde el depósito de carga. En el caso de las válvulas, cabe destacar que durante el funcionamiento del grupo hidráulico, este componente permanece totalmente abierto, y para efectos del mantenimiento del sistema, este componente permanece totalmente cerrado (Ver figura 2.9.).

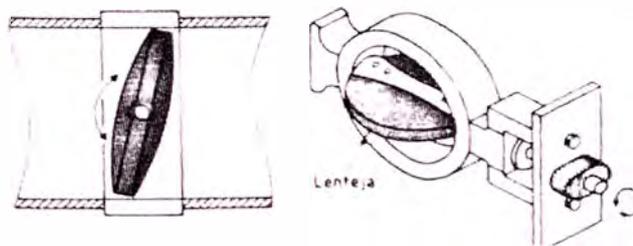


Figura 2.9. Válvula tipo “Mariposa”

2.3.1.2. Conjunto II:

✓ Turbinas hidráulicas

La turbina se entiende como todo dispositivo mecánico capaz de convertir en trabajo, en la forma de movimiento de rotación, la energía cinética presente en masas de agua, vapor o gas, al encontrarse éstas dotadas de una determinada velocidad de desplazamiento. Estas turbinas que se

utilizan en las centrales hidroeléctricas se denominan turbinas hidráulicas. De ahora en adelante, al referimos al conjunto turbina-generador, le denominaremos **grupo generador**. Igualmente utilizaremos la expresión **alternador** para nombrar al generador, por ser alterna la corriente producida en el mismo.

Existen tres tipos de turbinas hidráulicas utilizados con mejores resultados en la actualidad: Turbina Francis, Kaplan y Pelton. De éstas, se detallará la Turbina Pelton, la cual corresponde a la parte constructiva del Grupo Generador N°3 de la Central Hidroeléctrica Mancahuara.

✓ Turbina Pelton

Las turbinas Pelton, se conocen como turbinas de presión por ser ésta constante en la zona del rodete, de chorro libre, de impulsión, o de admisión parcial por ser atacada por el agua sólo una parte de la periferia del rodete. Su utilización es idónea en saltos de gran altura (alrededor de 200 m y mayores), y caudales relativamente pequeños (hasta 10 m³/s aproximadamente). Pueden ser instaladas con el eje en posición vertical u horizontal. (Ver figura 2.10.):

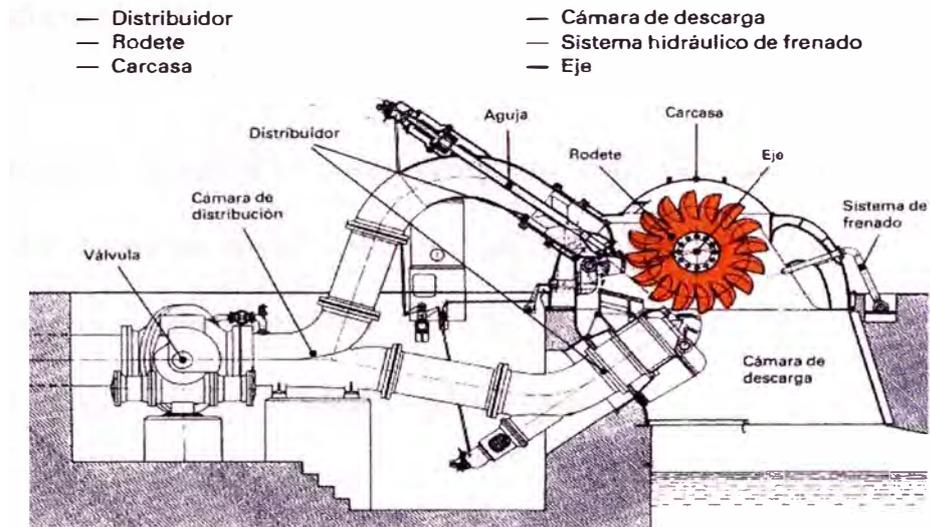


Fig. 6.— Componentes de una turbina Pelton de eje horizontal, con dos equipos de inyección.

Figura 2.10. Componentes de una turbina Pelton de eje horizontal con dos equipos de inyección.

✓ Alternadores

El alternador o generador de corriente alterna (c.a.) es una máquina rotativa que recibe energía mecánica de la turbina y la transforma en energía eléctrica³. El alternador acoplado a la turbina entrega directamente la c.a. al circuito exterior que la lleva a las barras colectoras o buses para que las tomen los circuitos de distribución primaria o transformadores elevadores en la transmisión. En la actualidad, la generación de energía eléctrica se realiza casi exclusivamente con alternadores trifásicos de 50 Hz y 60 Hz en trifásico.

✓ Transformadores

El transformador es un componente que convierte la energía eléctrica de un nivel de voltaje en energía eléctrica de otro nivel de voltaje por medio de la acción de un campo magnético. Cumple un papel sumamente importante en la transmisión de energía eléctrica a bajo costo.

✓ Sistemas de regulación de velocidad y tensión

Los sistemas de regulación de velocidad y tensión permiten el control de la potencia entregada del grupo generador hacia una red aislada de cargas eléctricas o a un sistema interconectado. El sistema de regulación de velocidad se encarga de mantener la frecuencia del grupo generador tanto en régimen de operación sin carga como ante la variación de la demanda de energía utilizando actuadores hidráulicos para la apertura y cierre de los álabes. En el caso del sistema de regulación de tensión, éste se encarga de mantener la tensión de operación según el régimen del grupo generador mediante el control de tensión en el circuito de campo.

✓ Tableros eléctricos de control, protección y supervisión.

Los tableros eléctricos de control, protección y supervisión del grupo generador son instalaciones eléctricas que permiten integrar las funciones de control y protección sobre el grupo generador en un solo sistema, además de

añadir un sistema de supervisión para el monitoreo del mismo. Estas instalaciones son adecuadas para una operación y monitoreo eficaz del grupo generador.

2.2 Automatización en centrales hidroeléctricas

2.2.1 Fundamentos de la automatización.

Automatización es el conjunto de técnicas basadas en sistemas capaces de recibir información del medio sobre el cual actúan y realizan acciones de análisis, organización y control apropiados con el fin de optimizar los recursos productivos: mecánicos, materiales y humanos. Este conjunto de técnicas lleva implícita la supresión total o parcial de intervención humana en la ejecución de diversas tareas en la industria. La automatización persigue la mejora de la productividad, la mejora de las condiciones de trabajo del personal, realizar las operaciones imposibles de controlar manualmente, simplificar el mantenimiento, integrar la gestión y la productividad, entre otros.

Los sistemas de control automáticos aplicados a una planta son esquematizados mediante diagramas de bloque (Ver figura 2.11.) que incluyen las señales de entrada y salida. La consigna o valor deseado junto a las señales de retroalimentación son procesadas por la unidad de control, la cual toma una decisión con respecto a la condición actual del sistema. Esta

decisión es transmitida a los accionamientos a través de una señal de control que será amplificada en magnitud con la finalidad de realizar una acción que afecte las variables principales de salida de la planta. Finalmente, los cambios en estas variables son retroalimentados por los sensores hacia la unidad de control para cerrar este lazo de control.

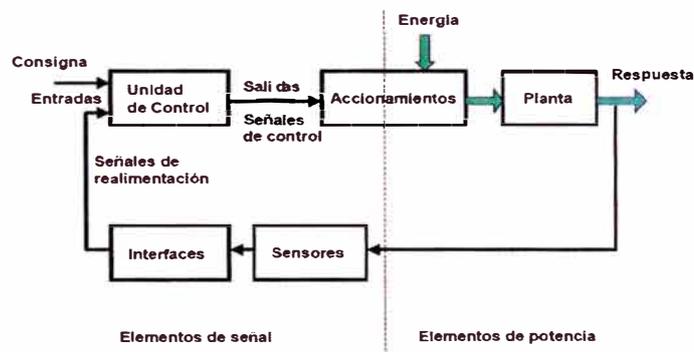


Figura 2.11. Diagrama de bloques general de un sistema de control automático.

2.1.1.1 Niveles de integración en automatización.

El control de un proceso extenso y complejo se divide en varios niveles de automatización. La arquitectura del sistema está orientada a las prestaciones de los diferentes equipos, y facilita el manejo del conjunto gracias a una asignación puntual y claramente delimitada de tareas, así como a interfaces definidas para el intercambio de datos (Ver figura 2.12.).

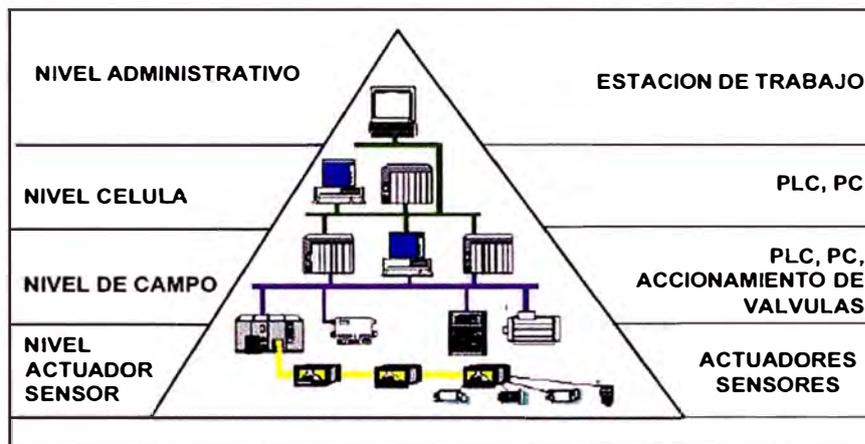


Figura 2.12. Niveles de Integración.

El nivel Actuador-Sensor integra los equipos situados a pie del proceso y se caracteriza por procesamientos seguros y cortos de la información y se utilizan las interfaces RS-232, RS422, RS485, entre otros. El nivel de campo contiene a los Controladores Lógicos Programables (PLC's) que gestionan las áreas del proceso interrelacionadas tecnológicamente. En el nivel célula se visualizan todas las operaciones del proceso y se puede intervenir manualmente en el mismo a través de un software de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) en forma gráfica y dinámica. Finalmente, en el nivel Administrativo las computadoras se encargan de funciones administrativas y comerciales para todo el proceso.

2.2.2 Sistema de control basado en controlador lógico programable-PLC.

Los sistemas de control desarrollados para la industria en la actualidad se diseñan en base a la utilización de un controlador lógico programable (PLC). Este componente es un equipo electrónico inteligente diseñado en

base a microprocesadores, que consta de unidades o módulos que cumplen funciones específicas. El uso de los PLC's en los tableros eléctricos de control con respecto a los tableros eléctricos de control basados en relés permite una solución más económica, la optimización de los espacios dentro del tablero eléctrico, alta confiabilidad y versatilidad, fácil mantenimiento, entre otras ventajas (Ver figura 2.13.).

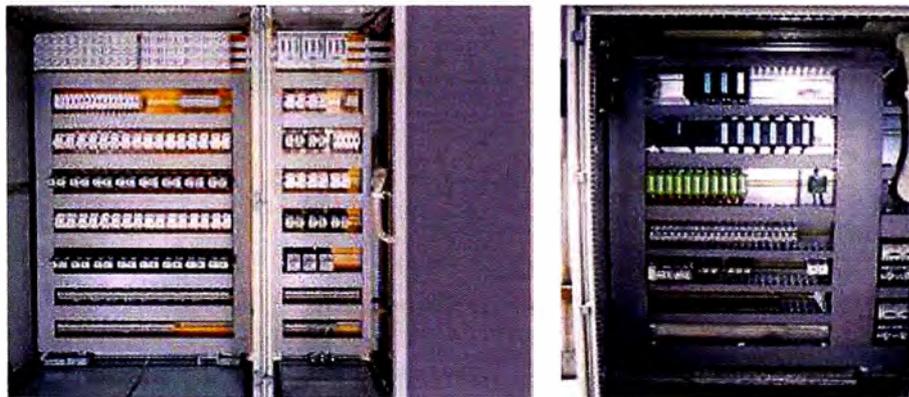


Figura 2.13. Comparación entre los espacios utilizados en un tablero eléctrico basado en relés (izquierda) y un tablero eléctrico basado en PLC (derecha).

2.2.2.1 Arquitectura del PLC.

Un PLC está conformado principalmente por una fuente de poder, una unidad central de procesamiento (CPU), memoria de trabajo, memoria de programación y circuitos o interfaces discretas o análogas de entrada y salida (Ver figura 2.14.).

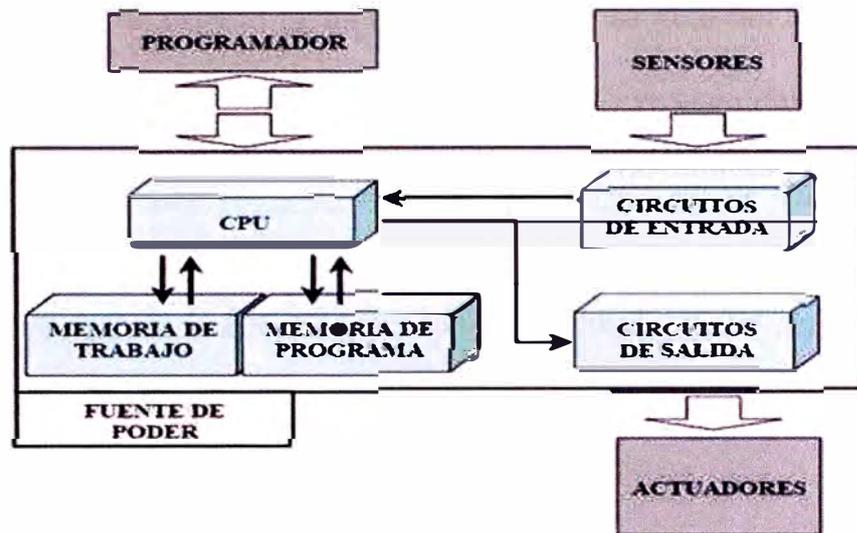


Figura 2.14. Diagrama de bloques de los componentes del PLC.

✓ Fuente de Poder.

Las fuentes de alimentación son equipos que tienen la función de suministrar energía eléctrica a todos los componentes que integran al PLC como el CPU, entradas y salidas digitales, entradas y salidas análogas, etc. Normalmente estas fuentes están protegidas contra cortocircuito mediante fusibles que pueden ser remplazados en caso de avería.

✓ La Unidad Central de Procesamiento (CPU).

Es la parte principal o cerebro del controlador, debido a que es aquí donde se lleva a cabo el procesamiento de datos, comunicación y detección de fallas. El CPU está diseñado en base a un microprocesador, memoria RAM y ROM.

La memoria de trabajo es un almacén donde se guardan los recursos de información para la ejecución de la tarea de control, ya sean datos del proceso (señales de entrada y salida, variables internas y constantes) como datos de control (instrucciones de usuario y la configuración del PLC). En cambio, la memoria de programa es un almacén donde se guardan las instrucciones que el PLC ejecutará cíclicamente para realizar el control de la planta.

✓ Los Circuitos de Entrada.

Los circuitos o módulos de entrada transforman las señales de entrada a niveles permitidos por la CPU. Para el caso de los módulos de entrada discreta, mediante el uso de un acoplador óptico los módulos de entrada discreta aíslan eléctricamente el interior de los circuitos, protegiéndolo contra tensiones peligrosamente altas, los ruidos eléctricos y señales parásitas (Ver figura 2.15.).

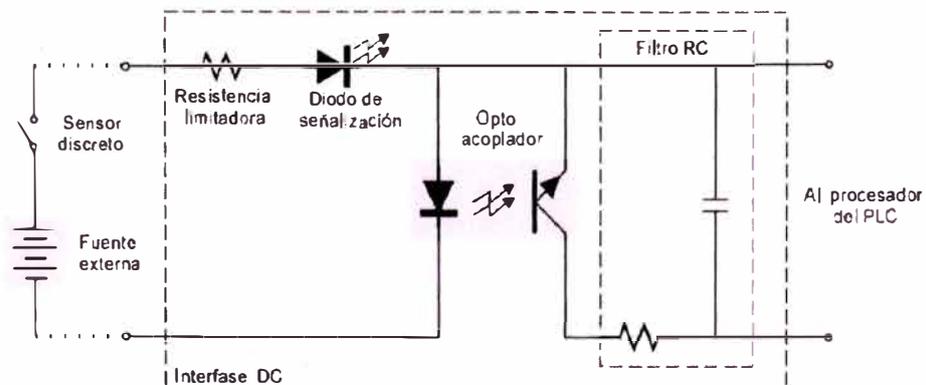


Figura 2.15. Electrónica de un módulo de entrada discreta en DC.

Para el caso de los módulos de entrada analógica, estas digitalizan las señales analógicas para que puedan ser procesadas por la CPU. Las señales analógicas que varían continuamente pueden ser magnitudes de temperaturas, presiones, tensiones, corrientes, etc. Los módulos distinguen dos tipos de señal: Tensión (V) o de corriente (mA), donde los más utilizados son:

- Señal de corriente: 0-20mA, 4-20mA, ± 10 mA.
- Señal de tensión: 0-10V, 0-5V, 0-2V, ± 10 V.

✓ Los Circuitos de Salida

Los circuitos o módulos de salida permiten que las decisiones tomadas por el CPU lleguen a los actuadores. Para el caso de los módulos de salida discreta, con el uso del acoplador óptico y con un relé de impulso se asegura el aislamiento de los circuitos electrónicos del controlador y se transmiten las órdenes hacia los actuadores de mando (Ver figura 2.16.).

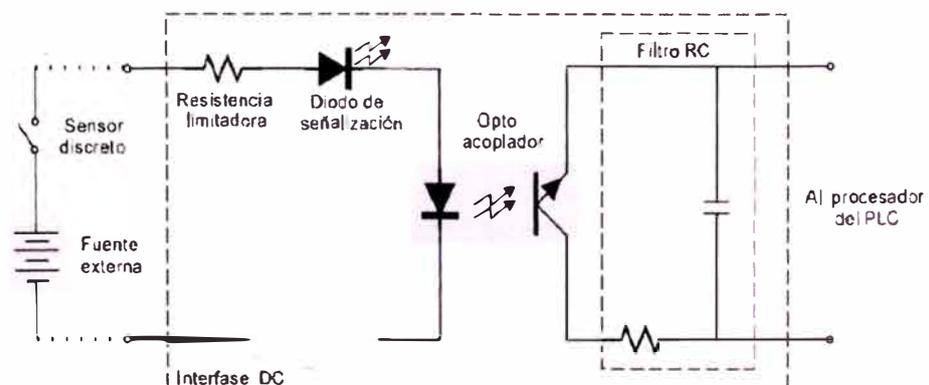


Figura 2.16. Ejemplo de la electrónica de un módulo de salida discreta tipo relé.

✓ Sistemas de Configuración del PLC

Los sistemas de configuración de un PLC se determinan de acuerdo a criterios técnicos y económicos de los fabricantes para lograr gran flexibilidad en el hardware del PLC. Entre estos tenemos:

- Compacto: Utilizan poco espacio para reunir la estructura básica del hardware de un PLC, siendo el más económico, de programación sencilla y de fácil programación (Ver figura 2.17.).



Figura 2.17. PLC compacto de la marca Schneider Electric

- Modular: Utilizan módulos diferentes para lograr mayor flexibilidad y aumentar las prestaciones del PLC como la capacidad de procesamiento de instrucciones, comunicación utilizando otros protocolos, etc (Ver figura 2.18.).

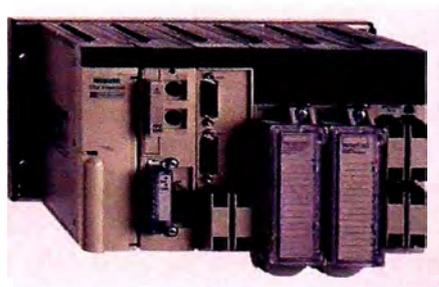


Figura 2.18. PLC modular de la marca Schneider Electric

2.2.2.2 Programación del PLC

La programación del PLC se realiza en un entorno de software que puede variar según el fabricante. Sin embargo, los lenguajes de programación se han estandarizado bajo la norma IEC 1131-3, los cuales se dividen en dos grupos principales: El lenguaje gráfico que incluye a los diagramas escalera y diagrama de bloques funcionales, y el lenguaje textual que incluye a las listas de instrucciones y el texto estructurado. (Ver figura 2.19.).

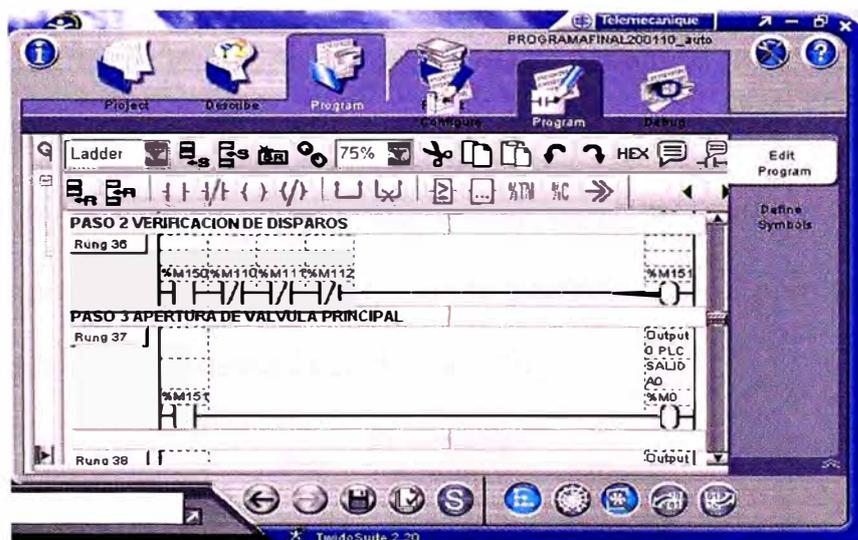


Figura 2.19. Ejemplo de programación en el lenguaje diagrama escalera.

2.2.3 Sistemas de supervisión y redes industriales.

El sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) permite la comunicación e intercambio de datos entre los equipos de un sistema de control con el objetivo de centralizar la información relevante del sistema y lograr una producción continua en una planta de manera

organizada. Esta comunicación entre equipos se logra en base a su integración a una red industrial que maneja las mismas características y reglas de comunicación para todos sus componentes. El SCADA entre las ventajas que ofrece se encuentra el intercambio de información entre componentes, la rápida restitución de fallas, la conectividad del sistema hacia un centro de control, el mejoramiento de la fiabilidad del sistema, entre otras.

2.2.3.1 Red de comunicación.

Una red es la conexión de dos o más elementos (PLC, instrumentos, etc.) a través de algún medio de transmisión para compartir recursos. En la actualidad, la rentabilidad de una instalación ya no se evalúa por el gasto en los componentes individuales sino, por la perfecta acción conjunta de todos los componentes del sistema (Ver figura 2.20.).

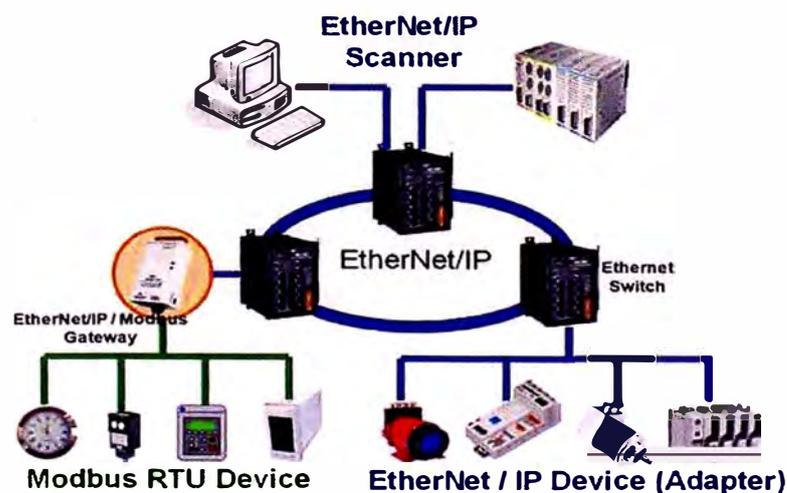


Figura 2.20. Ejemplo de red de comunicación industrial.

2.2.3.2 Modelo de interconexión de sistema abierto (OSI)

El modelo de interconexión de sistema abierto (OSI) describe las funciones de comunicación entre aplicaciones por medio de siete capas de funciones estructurales jerárquicamente. Forma el marco para la clasificación de estándares y las bases para la creación de nuevos estándares de comunicación. Este modelo comprende 7 capas y es tomada como referencia para muchos modelos de protocolos de comunicación y redes de datos (Ver tabla 2.1).

NIVEL	FUNCION	DESCRIPCION
7	APLICACION	El contenido actual, la idea o instrucción en forma de mensaje es enviado al recipiente
6	PRESENTACION	Conversión del formato, compresión de datos, encriptación y autenticación.
5	SESION	Sesión de control, mensajes simples y mensajes de sincronismo.
4	TRANSPORTE	Control de flujo de datos punto a punto, secuencias de los paquetes, aceptación de los datos múltiples canales lógicos.
3	RED	Ruta de los datos, manejo de fallas de comunicación.
2	ENLACE	Secuencia de paquetes, reconocimiento de destino y fuente de paquetes y sincronismo de paquete
1	FISICO	Codificación y decodificación o nivel de bit/byte, CRC, acceso al canal, canales de interfaz (Radio, RS232, RS485, LAN, etc.)

Tabla 2.1. Modelo OSI para redes de comunicación.

2.2.3.3. Topologías de redes

La topología en redes es la configuración geométrica que resulta de las conexiones existentes entre nodos. Estas pueden ser de tres tipos: topología estrella, tipo anillo y tipo bus.

- Topología Estrella.- Todos los nodos están conectados a un nodo central a través del cual pasan todos los datos. El nodo central es común para todos y normalmente posee mayor capacidad de proceso; en algunos casos, tiene únicamente la función de conmutación y diagnóstico (Ver figura 2.21.).

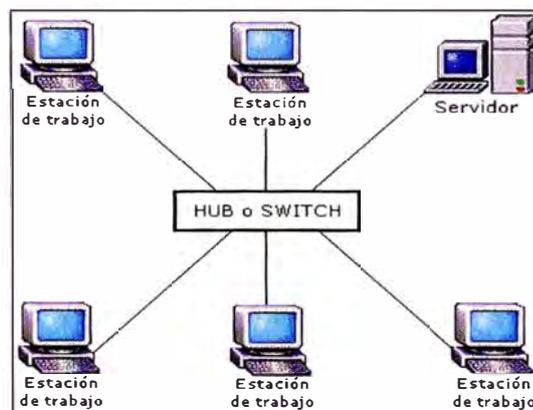


Figura 2.21. Topología estrella.

- Topología tipo anillo.- Esta está constituido por un conjunto de estaciones conectadas en serie y formando un anillo cerrado. Cada estación está conectada a la red a través de una interface que tiene la función de retransmitir datos que no están destinados a ese nodo, leer los datos destinados a ese nodo e insertar los datos enviados (Ver figura 2.22.).

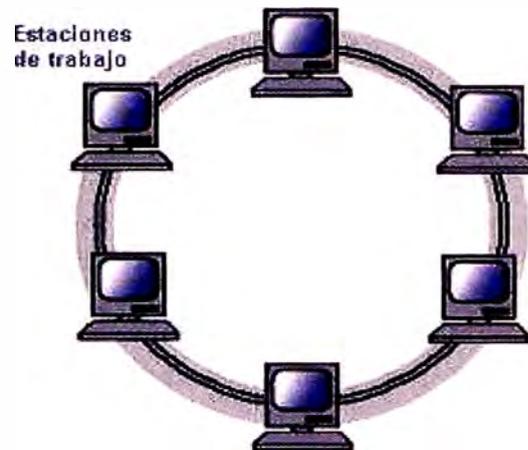


Figura 2.22. Topología anillo.

- Topología tipo Bus.- En esta distribución todas las estaciones se conectan a un medio de transmisión común a través de interfaces pasivas. Su alta fiabilidad radica en que las interfaces de alcance son pasivas, no afectando el funcionamiento global de la red en caso de falla. Cuando se desea insertar más estaciones es necesario tener presente las características físicas del medio de transmisión (Ver figura 2.23.).

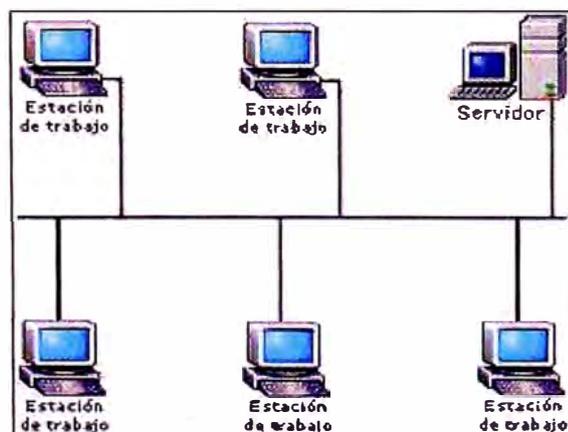


Figura 2.23. Topología tipo bus.

2.2.3.4. Medios de transmisión.

Es el soporte que permite conectar físicamente las estaciones y el medio por donde viajan las señales que representan los datos que se transmiten de una estación a otra. El medio de transmisión seleccionado para una red influye en las características de velocidad de transmisión y cantidad de información. Entre los medios de transmisión más utilizados son el par trenzado (Ver figura 2.24.), el cable coaxial y la fibra óptica.

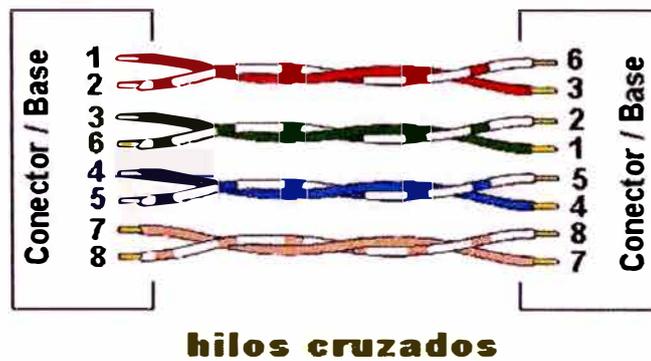


Figura 2.24. Ejemplo de cable tipo par trenzado.

2.2.3.5. Interfaces de comunicación.

Son elementos que permite la transmisión de información desde una terminal de datos del equipo hacia un Modem o hacia el medio de transmisión para el cual va a comunicarse con otro tipo de datos. La transmisión de datos está sujeta a estándares internacionales para asegurar la compatibilidad entre equipos de diferentes fabricantes. Entre las interfaces seriales de mayor aplicación industrial son la interface RS-232/RS232C, RS-422A y RS-485. Ésta última se define como interface de tipo balanceada y con transmisión diferencial, donde la transmisión de cada señal se realiza a través de un

circuito exclusivo de dos hilos a través de un cable par trenzado que puede transmitir a 100 Kbps hasta una distancia de 1000 m. (Ver figura 2.25.).

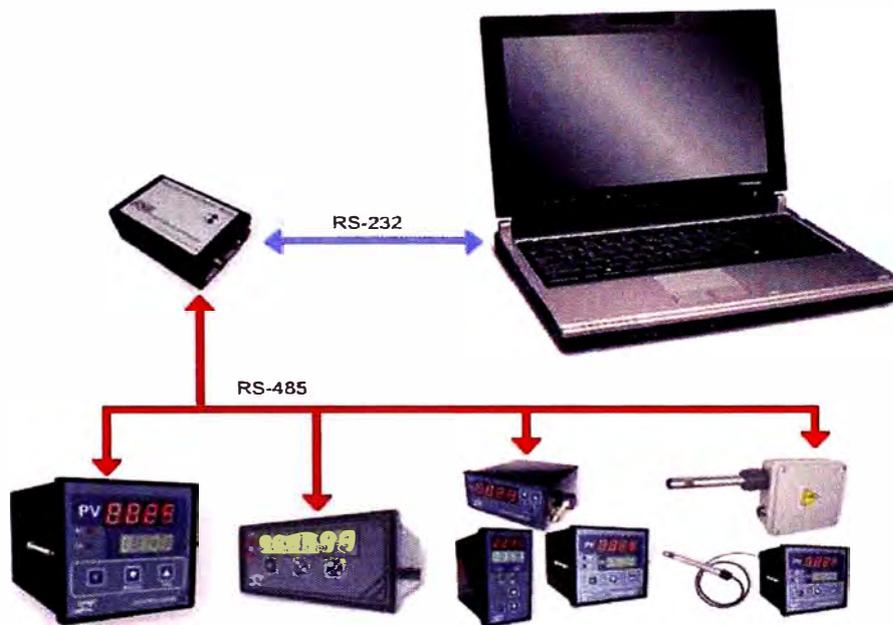


Figura 2.25. Ejemplo de red con interface RS-485.

2.2.3.6. Protocolos de comunicación

Los protocolos de comunicación son un conjunto de reglas normalizadas para la representación, señalización, autenticación y detección de errores necesario para enviar información a través de un canal de comunicación. Entre los protocolos más utilizados tenemos al protocolo ASCII, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, Profibus DP y PA, etc.

CAPÍTULO III

RECEPCIÓN DE DOCUMENTOS TÉCNICOS DEL REQUERIMIENTO

3.1 Recepción del acuerdo técnico

El expediente técnico del requerimiento ha sido entregado por el cliente, el cual se encuentra anexado al contrato que han firmado el cliente y la empresa GRETEK. En este expediente (Ver Anexo N°2) se detallan las condiciones ambientales, el tipo de instalación, el tipo de turbina y otros datos importantes para la implementación del sistema de control y supervisión.

3.1.1. Características de la central hidroeléctrica.

A continuación se hará un resumen del expediente técnico correspondiente a las características de la central hidroeléctrica.

✓ **Condiciones climáticas:**

Altitud: 3400 m.s.n.m.

Temperatura ambiente: Min -2°C/-20 °C.

✓ **Parámetros de diseño:**

- Caída de agua: 248 m.
- Capacidad de la unidad (Kw): 1600 Kw.

3.1.2. Características del grupo generador.

A continuación se hará un resumen del expediente técnico correspondiente a las características del grupo generador (Ver figura 3.1.).

✓ Turbina Hidráulica:

- Tipo: Pelton horizontal de dos inyectores, dos agujas.
- Potencia de salida de la turbina: 1702.1 Kw
- Caída nominal: 248m.
- Flujo de descarga nominal: 0.786m³/s (Método de medida del flujo: ultrasónico).
- Velocidad de rotación: 600 r.p.m.
- Velocidad máxima en pérdida de carga: 1080 r.p.m.
- Dirección de rotación: en sentido de las agujas del reloj visto desde la excitación.
- Eficiencia total a condiciones nominales: $\geq 94.0\%$.

✓ Generador:

- Capacidad nominal: 1600 Kw /2000kVA.
- Voltaje nominal: 4160V.
- Factor de potencia nominal: 0.8 (inductivo).
- Corriente nominal: 183.3A.

- Velocidad nominal: 600 r.p.m.
- Frecuencia Nominal: 60 Hz.
- Corriente de excitación: 455 A.
- Voltaje de excitación: 50 VDC.
- Modo de excitación: Estrella (Y).
- Aislamiento: Clase F.
- Tipo de excitación: Excitación estática mediante Rectificador Controlado de Silicio (SCR).



Figura 3.1. Grupo Generador N°3 de la Central Hidroeléctrica Mancahuara.

3.1.3. Características del sistema de regulación de tensión.

A continuación se hará un resumen del expediente técnico correspondiente a las características del sistema de regulación de tensión (Ver figura 3.2.).

✓ Regulador de tensión:

Tipo: SCR.

Transformador de excitación: 1 unidad.

Capacidad: 63kVA.

Voltaje primario : 4160 kV+5%.

Voltaje secundario : 162V.

Fases:3.

Conexionado: Estrella Delta (Y- Δ).

Comunicación: Modbus RTU mediante interfaz RS-485.

3.1.4. Características del sistema de regulación de velocidad.

A continuación se hará un resumen del expediente técnico correspondiente a las características del sistema de regulación de velocidad (Ver figura 3.3.).



Figura 3.2. Sistema de regulación de tensión.

Regulador de velocidad:

Tipo: Regulador electrónico con controlador proporcional, integral y derivativo (PID).

Tiempo de respuesta: 30 ms.

Valor de detección de la frecuencia: 0.002 Hz.

Rango de apertura de actuadores: 0-100%.

Presión de operación del sistema hidráulico: 4.0MPa.

Comunicación: Modbus RTU mediante interfaz RS-485



Figura 3.3. Sistema de regulación de velocidad.

3.2 Recepción de la descripción técnica del sistema de control y supervisión

3.2.1. Características del sistema de control.

El expediente técnico del requerimiento referido al sistema de control, que se adjunta en el ANEXO N°1, detalla los requerimiento del sistema de control, el cual menciona que utilizara los equipos que representa la empresa GRETEK como DEIF, y un PLC de control secuencial. Los modos de operación que se detallan son:

✓ Sistema automático:

- Verificación de condiciones de arranque.

Secuencia de arranque automático.

- Control permanente de variables tales como: parámetros eléctricos, sensados de presión, temperaturas, caudal, posición de válvulas, etc.

Control del regulador de velocidad y regulador de voltaje para la sincronización.

Toma de carga.

✓ Sistema semiautomático:

En caso de contingencia se dispone de un sistema de respaldo "Modo Semiautomático" el cual permitirá de inmediato transferir el control del sistema al operador.

La sincronización será semiautomática.

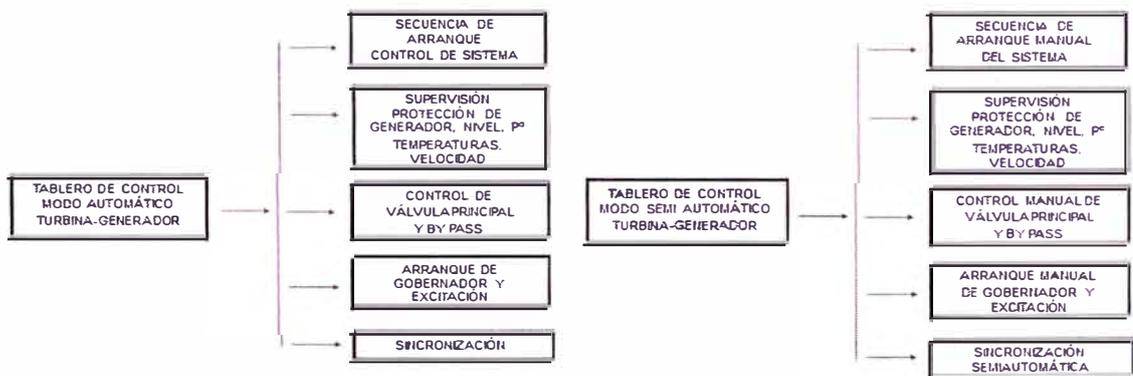


Figura 3.4. Modos de operación del sistema de control.

3.2.2. Características del sistema de supervisión

El expediente técnico del requerimiento referido al sistema de control, que se adjunta en el ANEXO N^o1, detalla los requerimiento del sistema de supervisión, el cual menciona que incluye un panel de operación de monitoreo y control HMI (interfaz humano-máquina) con comunicación mediante protocolo Modbus RTU o DNP 3.0 con conexiones RS-485 y RS-232 y supervisión vía PC de control local y remota incluye el Software (excepto la PC). Los equipos que se integren al sistema de supervisión en su mayoría tienen el protocolo Modbus RTU para su integración.

3.3 Recepción del cronograma de actividades

El cronograma de actividades que el cliente adjunto como parte de la documentación técnica del requerimiento se adjunta en el ANEXO N°3, el cual consta de las actividades detalladas con plazos determinados para la construcción del sistema de control y supervisión del Grupo Generador N°3 de la Central Hidroeléctrica Mancahuara.

CAPÍTULO IV

DESARROLLO DEL SISTEMA ELÉCTRICO, DE CONTROL Y SUPERVISIÓN

4.1 Desarrollo del sistema eléctrico.

4.1.1. Interconexión eléctrica entre los equipos del sistema.

La interconexión eléctrica de los equipos que se integran al sistema de control y supervisión depende tanto de sus características como de las señales eléctricas con la que dispone el grupo generador, según el requerimiento revisado en el Capítulo III. A continuación se describirá las características de cada equipo y su interconexión eléctrica desde los sistemas de control, protección y supervisión con las señales externas del grupo generador.

4.1.1.1. Controlador automático del grupo generador.

El Controlador Automático de Grupo Generador (AGC) es el controlador principal ya que define las consignas tanto de la velocidad como del voltaje que son enviados mediante órdenes eléctricas a los respectivos sistemas de regulación. El AGC (Ver figura 4.1.) cuenta con señales de

entradas y salidas digitales y análogas mediante las cuales monitorea el régimen de operación del grupo generador. Sus especificaciones son las siguientes:

Marca: DEIF.

Modelo: AGC 3.0.

Opciones: Módulos de entradas y salidas digitales y análogas.

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.1. Controlador Automático de Grupo (AGC).

Para la interconexión eléctrica del AGC se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver planos N° 1, 5 y 6).

4.1.1.2. Controlador lógico programable.

El Controlador Lógico Programable (PLC) cumple el rol de controlador auxiliar ya que recopila información de los sensores y equipos del grupo generador a través de sus entradas y salidas digitales y análogas con la

finalidad de realizar el secuenciamiento de las operaciones del grupo generador. El PLC (Ver figura 4.2.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: SCHNEIDER ELECTRIC.

Modelo: TWIDO TWD24DRF.

Tipo de PLC y número de E/S: Compacto, 14 entradas digitales y 10 salidas digitales.

Opciones: Módulos de 8 entradas digitales y 8 entradas análogas.

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.2. Controlador Lógico Programable (PLC)

Para la interconexión eléctrica del PLC se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver planos N° 1,7, 8 y 9).

4.1.1.3. Protección de temperatura.

La protección de temperatura cumple la función de monitorear el sistema de refrigeración del grupo generador y protegerlo ante fallas por sobrettemperatura. Este controlador, a través de sus entradas preparadas para sensores de temperatura, verifica si los rangos de temperatura en la que opera tanto los cojinetes de la turbina como el generador son correctos, caso contrario enviará señales de alarma y disparo hacia el sistema de control. La Protección de Temperatura (Ver figura 4.3.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: MINCO.

Modelo: CT224.

Entradas: 12 canales de entradas de temperatura configurables (Pt100, etc.).

Comunicación: Modbus RTU.

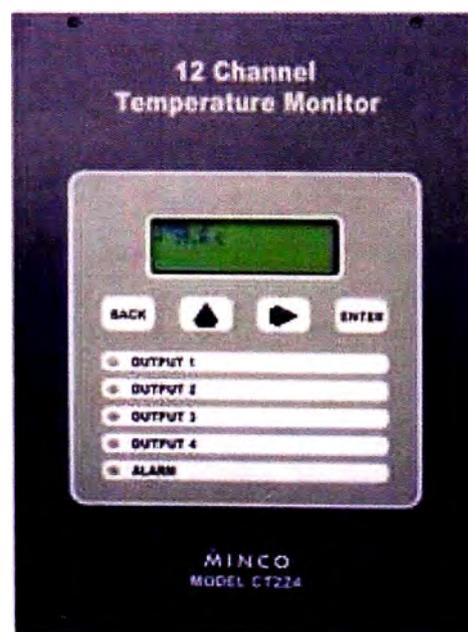


Figura 4.3. Controlador de temperatura.

Para la interconexión eléctrica del controlador de temperatura se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones. El desarrollo de la interconexión se muestra en los (Ver planos N° 1,10 y 11).

4.1.1.4. Protección multifunción del generador.

La protección multifunción de generador cumple la función de proteger al generador ante fallas eléctricas (codificadas mediante numeración ANSI según la norma ANSI/ IEEE Std C37.2-2008). Las salidas activadas mediante los elementos de protección del relé actúan directamente en el interruptor del generador para su disparo y envía la información de su estado a los elementos de control del generador. Este equipo (Ver figura 4.4.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: BASLER ELECTRIC.

Modelo: BE1-11G.

Funciones de protección: Sobre-voltaje (59), bajo-voltaje (27), sobre-frecuencia (81O), baja-frecuencia (81U), sobre-corriente (51), sobre-potencia (32) y pérdida de excitación (40).

Opciones: 4 entradas digitales y 6 salidas digitales.

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.4. Protección multifunción de generador.

Para la interconexión eléctrica de la protección multifunción del Generador se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.1.5. Protección de corriente diferencial del generador.

La protección de corriente diferencial de generador cumple la función de proteger al generador ante la falla eléctrica de corriente diferencial entre el lado de generación y el lado de la conexión a neutro del generador. Este equipo (Ver figura 4.5.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: BASLER ELECTRIC.

Modelo: BEI-CDS220.

Funciones de protección: Protección de corriente diferencial (87).

Opciones: 8 entradas y 7 salidas digitales.

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.5. Protección de corriente diferencial del generador.

Para la interconexión eléctrica de la protección de corriente diferencial de generador se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.1.6. Protección de falla a tierra en el campo del rotor de generador.

La protección de falla a tierra en el campo del rotor de generador cumple la función de proteger al generador ante un cortocircuito en el campo que se detecta con la falla a tierra. Este equipo (Ver figura 4.6.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: BASLER ELECTRIC.

Modelo: BE1-64F.

Funciones de protección: Protección de falla a tierra del campo (64F).

Opciones: 3 salidas digitales.

Interconexión: 1 salida digital hacia protección diferencial.

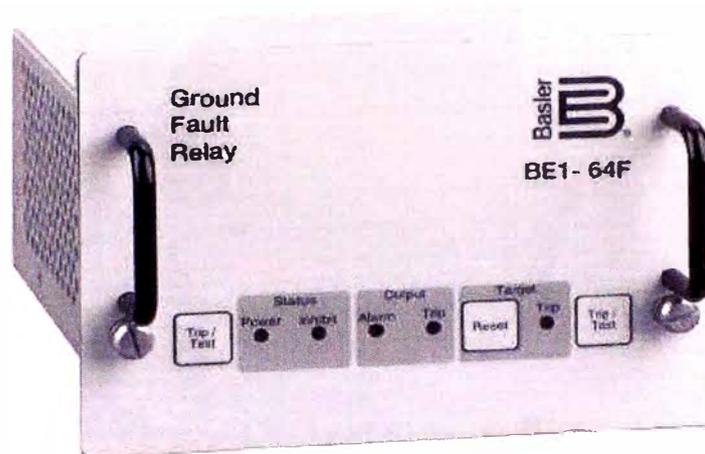


Figura 4.6. Protección de falla a tierra en campo.

Para la interconexión eléctrica de la falla a tierra en el campo del rotor del generador se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.1.7. Analizador de redes eléctricas

El analizador de redes eléctricas permite visualizar los parámetros eléctricos del generador como voltaje, potencia activa, entre otros. Este equipo (Ver figura 4.7.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: ELECTRO INDUSTRIES.

Modelo: SHARK 100.

Precisión: 0.2%.

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.7. Analizador de Redes.

Para la interconexión eléctrica del analizador de redes se ha tenido en cuenta los diagramas de conexión de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.1.8. Panel de Alarmas

El panel de alarmas permite anunciar los eventos más importantes de falla en el tablero de control y protección que se debe reportar al operador del grupo generador. La visualización de las alarmas la realiza mediante contactos eléctricos que están conectados a diferentes partes del sistema. Este equipo (Ver figura 4.8.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: MIKRO.

Modelo: AN120.

Cantidad de Entradas / Ventanas: 20

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.8. Panel de alarmas.

Para la interconexión eléctrica del panel de alarmas se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.1.9. Interfaz Humano Máquina - HMI

La interfaz humano máquina (HMI) permite monitorear las variables del proceso a través de la lectura de los equipos que integran el sistema de control en una red Modbus RTU. Este equipo (Ver figura 4.9.) posee las siguientes especificaciones:

Marca: Schneider Electric

Modelo: XBTGT4230.

Cantidad de Entradas / Ventanas: 20

Comunicación: Modbus RTU.



Figura 4.9. Interfaz humano máquina - HMI.

Para la interconexión eléctrica del HMI se ha tenido en cuenta los diagramas de conexionado de los manuales del fabricante y sus recomendaciones (Ver plano N°1).

4.1.2. Conexionado de señales digitales del grupo generador.

Las señales digitales del grupo generador han sido conectadas tanto a los módulos de entrada y salida tanto del controlador AGC como del PLC. Como se observa en la Tabla 4.1, las señales se han conectado desde los sistemas de refrigeración y de regulación de tensión y velocidad hacia el tablero de control y protección del grupo generador. (Ver planos N° 1, 3, 5,6 ,7 y 8). Se ha considerado el 20% de señales de reserva.

Descripción	Tipo de I/O	Cantidad	Conexión
Switch de Flujo de agua de refrigeración en chumaceras.	Entrada Digital (24 VDC)	2	PLC
Switch de Flujo de aceite de refrigeración en chumaceras.	Entrada Digital (24 VDC)	2	PLC
Switch de presión en agua de enfriamiento.	Entrada Digital (24 VDC)	1	PLC
Indicador de posición de válvula principal (abierto y cerrado).	Entrada Digital (24 VDC)	2	PLC
Indicador de posición de seccionador de neutro.	Entrada Digital (24 VDC)	1	PLC
Indicador de posición de interruptor de generador.	Entrada Digital (24 VDC)	1	PLC
Tacómetro para lectura de velocidad del grupo generador.	Entrada Digital tipo Pulso	1	AGC
Apertura y Cierre de Válvula Bypass.	Salida Digital (24 VDC)	2	PLC
Apertura y Cierre de Válvula Principal.	Salida Digital (24 VDC)	2	PLC
Activación y desactivación del sistema de excitación.	Salida Digital (24 VDC)	2	PLC
Activación y desactivación del sistema de regulación de velocidad.	Salida Digital (24 VDC)	2	PLC
Control de agua de enfriamiento.	Salida Digital (24 VDC)	1	PLC
Control de agua para deflector.	Salida Digital (24 VDC)	1	PLC
Comando Subir/Bajar velocidad del grupo generador.	Salida Digital (24 VDC)	2	AGC
Comando Subir/Bajar tensión del generador.	Salida Digital (24 VDC)	2	AGC

Tabla 4.1. Listado de señales digitales.

4.1.3. Conexión de señales análogas del grupo generador.

Las señales análogas del grupo generador han sido conectadas a los módulos de entrada y salida tanto del controlador AGC como del PLC, además de ser conectadas al analizador de redes, equipos de protección eléctrica, equipos de protección de temperatura y a los accesorios de lectura de velocidad del grupo generador. Como se observa en la Tabla 4.2, las señales se han conectado desde las señales análogas que posee el grupo generador hacia su tablero de control y supervisión (Ver plano N°1, 3, 6, 9, 10 y 11). Se ha considerado el 20% de señales de reserva.

Descripción	Tipo de I/O	Cantidad	Conexión
Sensor de Temperatura del Grupo Generador	Entrada Análoga Pt100	7	CONTROLADOR DE TEMPERATURA
Transmisor de presión en agua de enfriamiento.	Entrada Análoga 4-20 mA	1	PLC
Transmisor de presión delante de válvula principal.	Entrada Análoga 4-20 mA	1	PLC
Transmisor de presión diferencial en válvula principal.	Entrada Análoga 4-20 mA	1	PLC
Voltaje Trifásico de salida del Generador	Entrada Análoga 220 VAC	1	AGC, MEDIDOR DE ENERGÍA, PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN, ANALIZADOR DE REDES
Corriente Trifásica de salida del Generador	Entrada Análoga 220 VAC	1	AGC, MEDIDOR DE ENERGÍA, PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN, PROTECCIÓN DIFERENCIAL, ANALIZADOR DE REDES
Voltaje Trifásico de Línea 4.16Kv	Entrada Análoga 220 VAC	1	AGC
Corriente Trifásica de Lado del Neutro de Generador	Entrada Análoga 220 VAC	1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL
Voltaje Monofásico del Neutro del Generador	Entrada Análoga 220 VAC	1	PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN
Corriente Monofásica del Neutro del Generador	Entrada Análoga 220 VAC	1	PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN
Corriente Monofásica del Circuito de Campo del Rotor	Entrada Análoga 220 VAC	2	PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA EN EL CAMPO

Tabla 4.2. Listado de señales análogas.

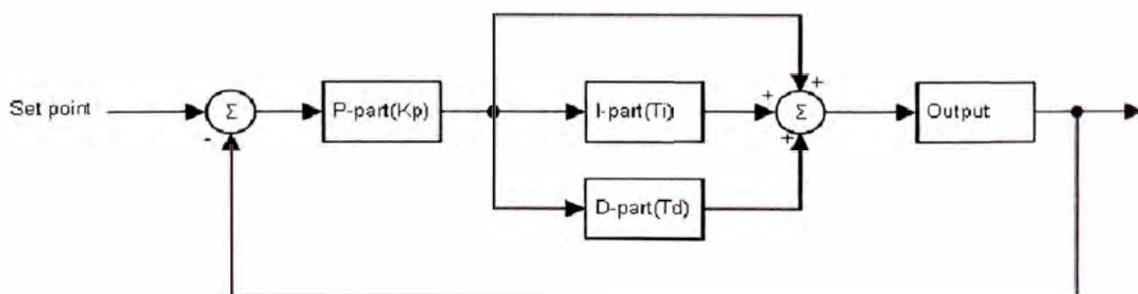
4.2 Desarrollo del sistema de control.

4.2.1. Descripción del sistema de control.

El sistema de control del Grupo Generador N°3 de la Central Hidroeléctrica Mancahuara está compuesto por el AGC y un PLC auxiliar de secuenciamiento de las operaciones principales. Ambos elementos anteriormente mencionados se complementan funcionalmente para el control y la operación completa del grupo generador. Este sistema de control define las acciones a tomar sobre el grupo generador en base a las órdenes del sistema de operación y supervisión, las señales del mismo grupo generador y las señales del sistema de protección. A continuación se describirá las funcionalidades de cada controlador que compone este sistema.

4.2.1.1. Descripción del funcionamiento del AGC.

El AGC es un controlador que contiene funciones y lógicas dedicadas al control de grupos generadores, cuyas características fueron revisadas en 4.1.1.1. Este componente determina las acciones a realizar sobre los sistemas de regulación de velocidad y de tensión a través de comandos de subir y bajar consigna de velocidad y tensión, respectivamente, dependiendo del régimen de operación en el que se encuentre el grupo generador. La cuantificación de estas consignas es obtenida en base al modelo matemático de un controlador Proporcional-Integral-Derivativo (PID). Este controlador recibe la diferencia entre la consigna (setpoint) y la salida de la variable a controlar (sea velocidad o tensión) y determina un nuevo valor de consigna como salida (ver figura 4.10.).



$$PID(s) = K_p \cdot \left(1 + \frac{1}{T_i \cdot s} + T_d \cdot s \right)$$

Figura 4.10. Controlador PID en un controlador AGC.

Además, el AGC realiza la operación de apertura y cierre de los interruptores de potencia tanto del generador como del interruptor principal, incluyendo también un sistema de protección eléctrica auxiliar o de respaldo a

la protección eléctrica que realizan los equipos de protección multifunción y diferencial. En el caso de la operación de los interruptores de generador y principal, el AGC contiene un sincronizador electrónico incorporado el cual compara valores de voltaje, frecuencia y ángulo de fase en ambos lados de cada interruptor para realizar una acción sobre los interruptores. El AGC también incluye un paquete de protecciones eléctricas como sobre-voltaje (59), bajo-voltaje (27), sobre-frecuencia (81O), entre otras. Este paquete de protecciones actúa como un respaldo adicional a los equipos de protección eléctrica mencionados en 4.1.5 y 4.1.6, es por ello que sus valores de disparo están sobredimensionados con respecto a estos equipos (ver figura 4.11.).

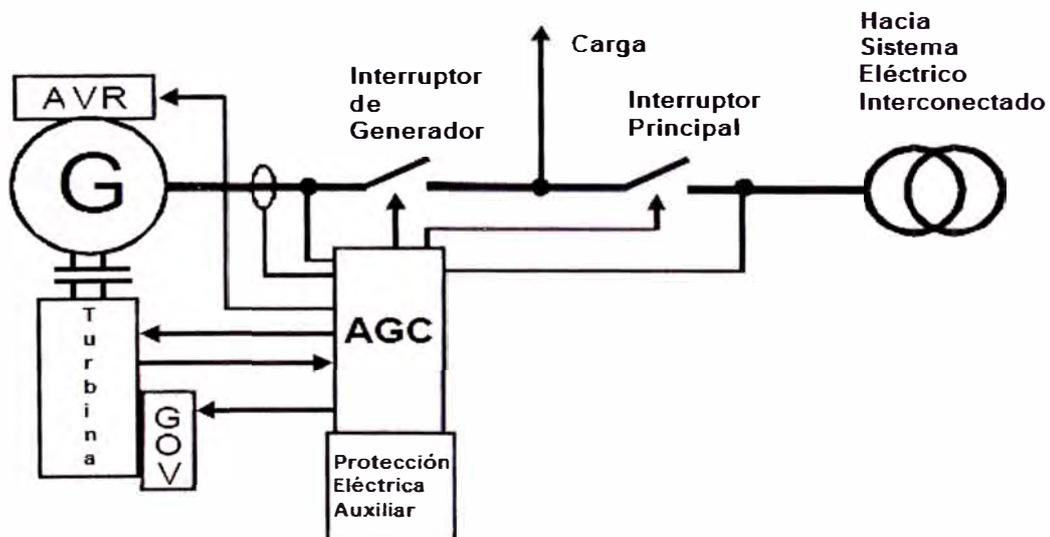


Figura 4.11. Esquema de las funcionalidades del AGC.

4.2.1.1. Descripción del funcionamiento del PLC.

El PLC auxiliar de secuenciamiento es un controlador que, a través de sus módulos de entrada y salida digital y análoga , recibe las señales del generador las cuales le permite realizar la operación del grupo generador de manera secuenciada y segura. El PLC a través de su lógica programada y señales de comando vía la interfaz humano-máquina (HMI), puede realizar las operaciones de arranque, parada parcial, parada total y orden de sincronización. Cada una de estas operaciones requiere de un procedimiento ordenado, en el cual el PLC verifica continuamente la correcta operación y envía las órdenes como la apertura y cierre de válvula principal, el encendido y apagado del control de refrigeración, el encendido y apagado de los sistemas de regulación de tensión y velocidad, entre otros (Ver figura 4.12.).

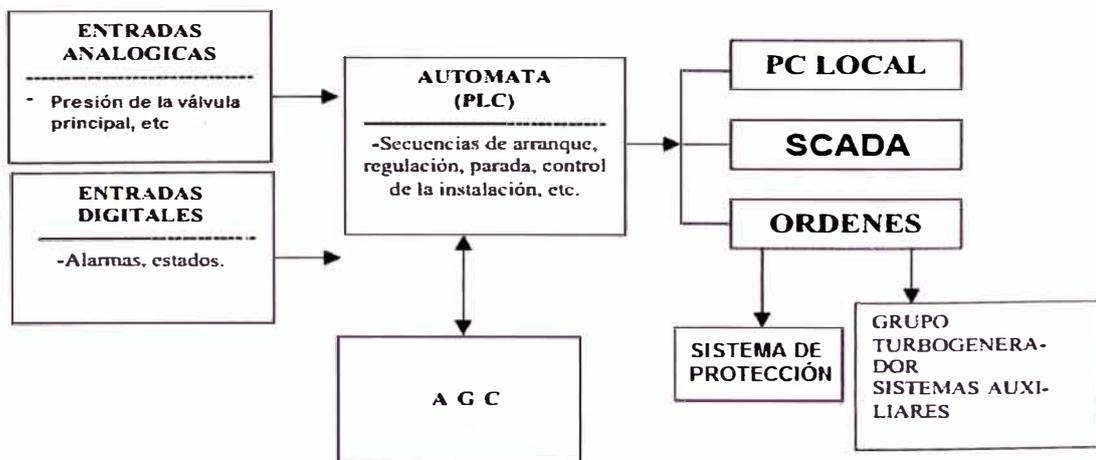


Figura 4.12. Esquema de las funcionalidades del PLC.

4.2.2. Lógicas y diagramas de flujo.

Las secuencias de operación del grupo generador deben ser programadas en el PLC auxiliar, para lo cual las lógicas de operación y los diagramas de flujo son una herramienta muy útil para la programación mencionada. Cada una de estas secuencias debe avanzar paso a paso dentro de la programación del PLC, en donde este equipo estará continuamente verificando que las condiciones se cumplan. Las secuencias elaboradas se basan en normas como la recomendada por la AHEC (Alternate Hydro Energy Center) para pequeñas centrales hidroeléctricas. A continuación se mostrará la lógica de operación y los diagramas de flujo durante el arranque, parada y sincronización del grupo generador.

- **Descripción de la lógica y diagrama de flujo del arranque y sincronización del grupo generador (Ver figura 4.13.):**

Inicio: Orden de arranque desde HMI.

Paso 1: Verifica si válvula principal está abierta, en caso lo esté, la secuencia realiza un salto al paso 4, caso contrario continua el secuenciamiento. Activa la señal de control del sistema de refrigeración.

Verifica el correcto funcionamiento del sistema de refrigeración

Paso 2: Verifica si no hay disparos por protección eléctrica y arranca el controlador AGC.

Paso 3: Abre válvula bypass, luego de un tiempo se abre la válvula principal y luego de un tiempo se cierra la válvula bypass.

Paso 4: Una vez que las presiones antes y después de la válvula principal se igualen, arranca el sistema de regulación de velocidad.

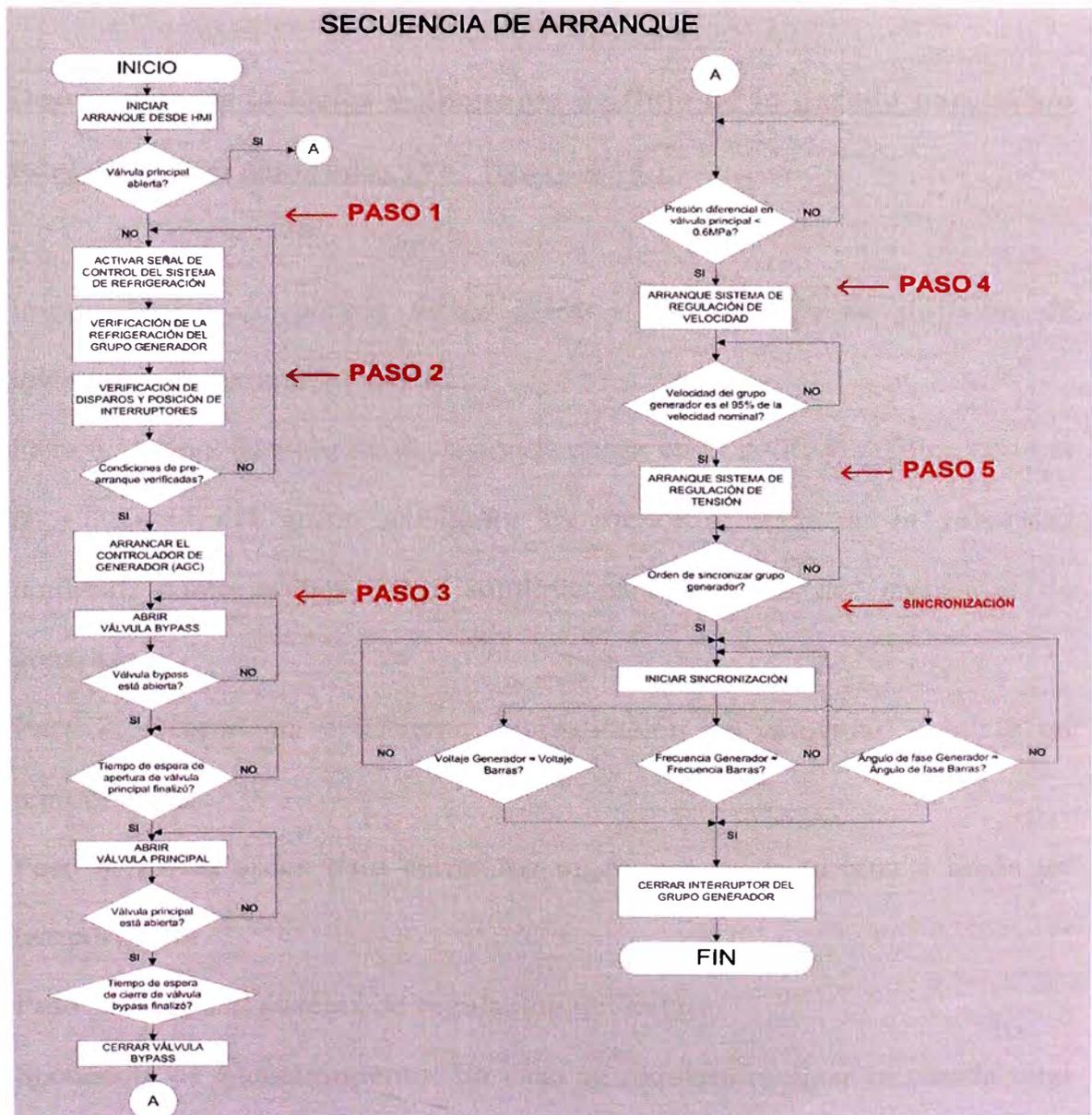


Figura 4.13. Secuenciamiento de arranque y sincronización del grupo generador.

Paso 5: Cuando la velocidad del grupo generador sea mayor al 95% de la velocidad nominal, arranca el sistema de regulación de voltaje.

Sincronización: Cuando se dé la orden de sincronización desde el HMI o desde el AGC, el PLC monitorea la sincronización hasta que el grupo entra en paralelo al sistema eléctrico interconectado.

- **Descripción de la lógica y diagrama de flujo de la parada parcial y/o total del grupo generador (Ver figura 4.14.):**

Inicio: Orden de parada desde HMI y verificación de posición de interruptor de generador cerrado.

Paso 6: Activa función de deslastre de carga en el AGC y verifica tanto si la velocidad del grupo generador es menor al 95% de la velocidad nominal, como si hay carga mínima para apertura de interruptor de generador.

Paso 7: Desconecta el sistema de regulación de velocidad e inicia un temporizador.

Paso 8: Envía orden para cerrar los inyectores de la turbina e inicia un temporizador.

Paso 9: Apaga el sistema de regulación de voltaje.

Secuencia de Mantenimiento: En caso se requiera realizar la parada total del grupo generador, se ordena desde HMI la secuencia de mantenimiento y continua el secuenciamiento, caso contrario se culmina la secuencia.

Paso 10: Cerrar la válvula principal.

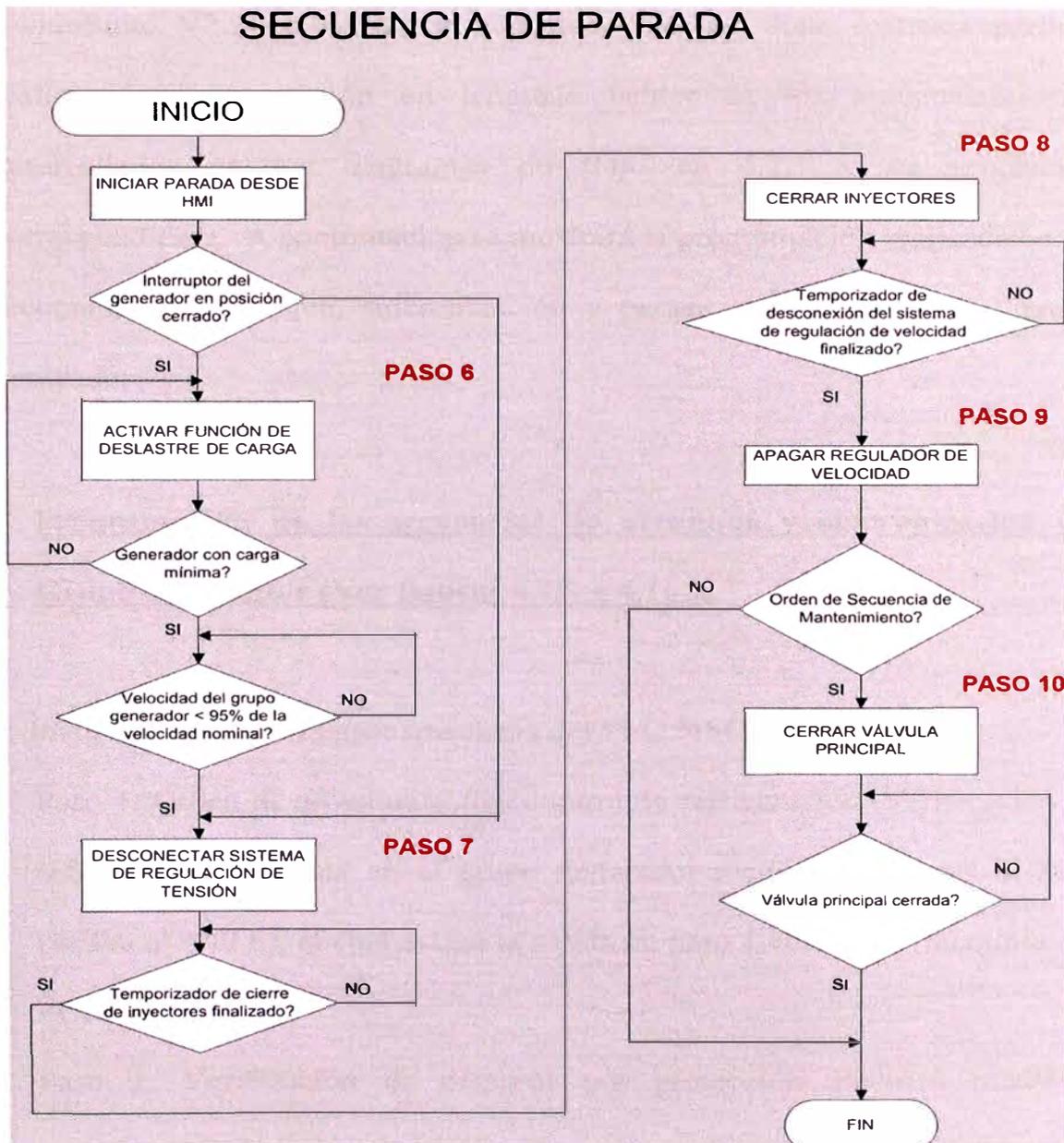


Figura 4.14. Secuenciamiento de parada del grupo generador.

4.2.3. Programación y simulación del controlador lógico programable-PLC.

La programación y simulación de las lógicas del secuenciamiento de las operaciones del grupo generador en el PLC se realizó en el software

TwidoSuite V2.2 de la marca Schneider Electric. Este software permite realizar la programación en lenguaje ladder de los secuenciamientos desarrollados en los diagramas de flujo en 4.2.1 y su simulación correspondiente. A continuación se mostrará la programación realizada en las secuencias de arranque, sincronización y parada parcial y total del grupo generador.

- **Programación de las secuencias de arranque y sincronización del Grupo Generador (Ver figuras 4.15. y 4.16.):**

Inicio: Orden de arranque (memoria del PLC %M15) desde HMI.

Paso 1: Orden de arranque activa control de refrigeración. Verificación de refrigeración correcta en el grupo generador mediante entradas al PLC (%I0.0 al %I0.5), el cual activa la salida de paso 1 completo (memoria del PLC %M20).

Paso 2: Verificación de disparos por protección eléctrica mediante entradas al PLC (%I0.10 al %I0.12) y arranca el controlador AGC.

Paso 3: Abre válvula bypass (memoria del PLC %M0), luego abre la válvula principal (memoria del PLC %M2) y luego de un tiempo dado por un temporizador del PLC (%TM9), se cierra la válvula bypass.

Paso 4: Cuando la presión diferencial (memoria del PLC %MW7) antes y después de la válvula principal son casi iguales, arranca el sistema de regulación de velocidad.

Paso 5: Cuando la velocidad del grupo generador sea mayor al 95% de la velocidad nominal (entrada al PLC %I0.13), arranca el sistema de regulación de voltaje.

Sincronización: Cuando se dé la orden de sincronización desde el HMI (memoria del PLC%M33) o desde el AGC estando el interruptor del generador abierto (entrada al PLC %I0.9), el PLC monitorea la sincronización hasta que el grupo entra en paralelo al sistema eléctrico interconectado.

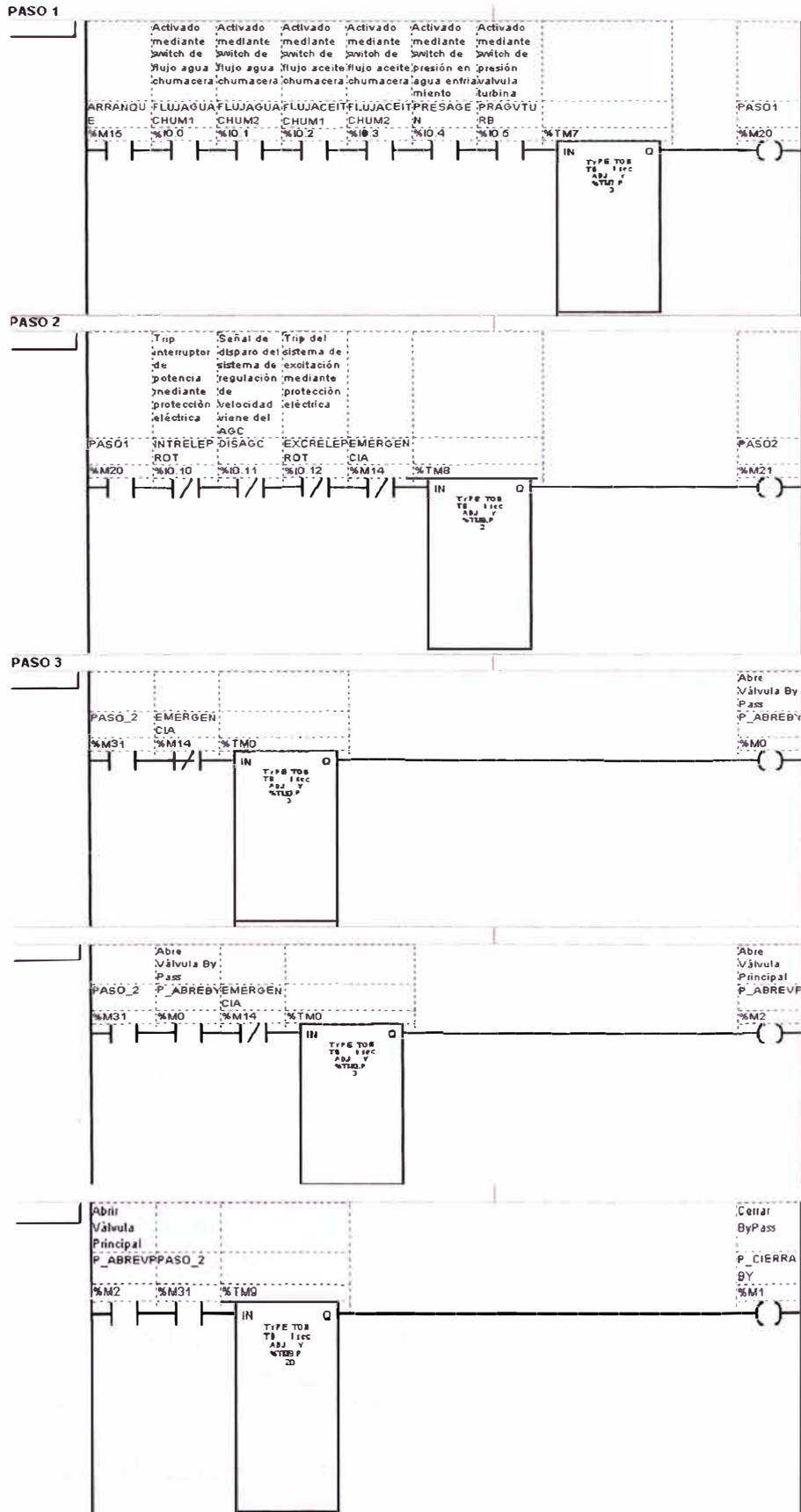


Figura 4.15. Programación de la secuencia de arranque.

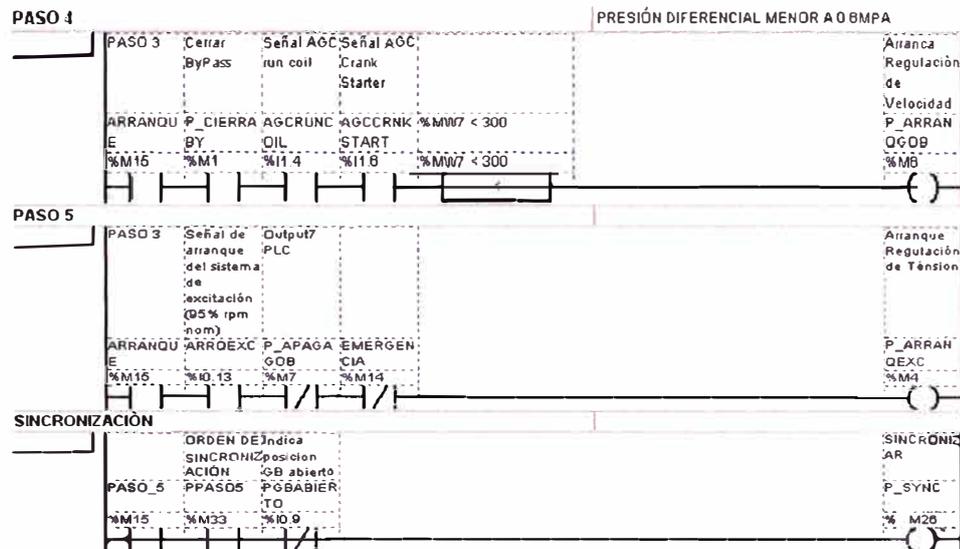


Figura 4.16. Programación de la secuencia de arranque y sincronización.

- **Programación de la secuencia de parada parcial y/o total del grupo generador (Ver figura 4.17.):**

Inicio: Orden de parada desde HMI (memoria del PLC %M17).

Paso 6: Activa función de deslastre de carga en el AGC (memoria del PLC %M27) y verifica tanto si la velocidad del grupo generador es menor al 95% de la velocidad nominal, como si hay carga mínima para apertura de interruptor de generador (entrada al PLC %I0.9).

Paso 7: Desconecta el Sistema de Regulación de Velocidad (memoria del PLC %M5).

Paso 8: Envía orden para cerrar los inyectores de la turbina (memoria del PLC %M28) e inicia un temporizador

Paso 9: Apaga el Sistema de Regulación de Tensión (memoria del PLC %M7).

Secuencia de Mantenimiento: En caso se requiera realizar la parada total del grupo generador, se ordena desde HMI la Secuencia de Mantenimiento (memoria del PLC %M35) y continua el secuenciamiento, caso contrario se culmina la secuencia.

Paso 10: Cerrar la Válvula Principal (memoria del PLC %M3).

La simulación de la programación se realizó en mismo software de programación (TwidoSuite V2.2 de la marca Schneider Electric). En la simulación se corroboró las secuencias de arranque, sincronización y parada, incluyendo posibles condiciones de operación y verificando la funcionalidad de la programación realizada (Ver figura 4.18.).

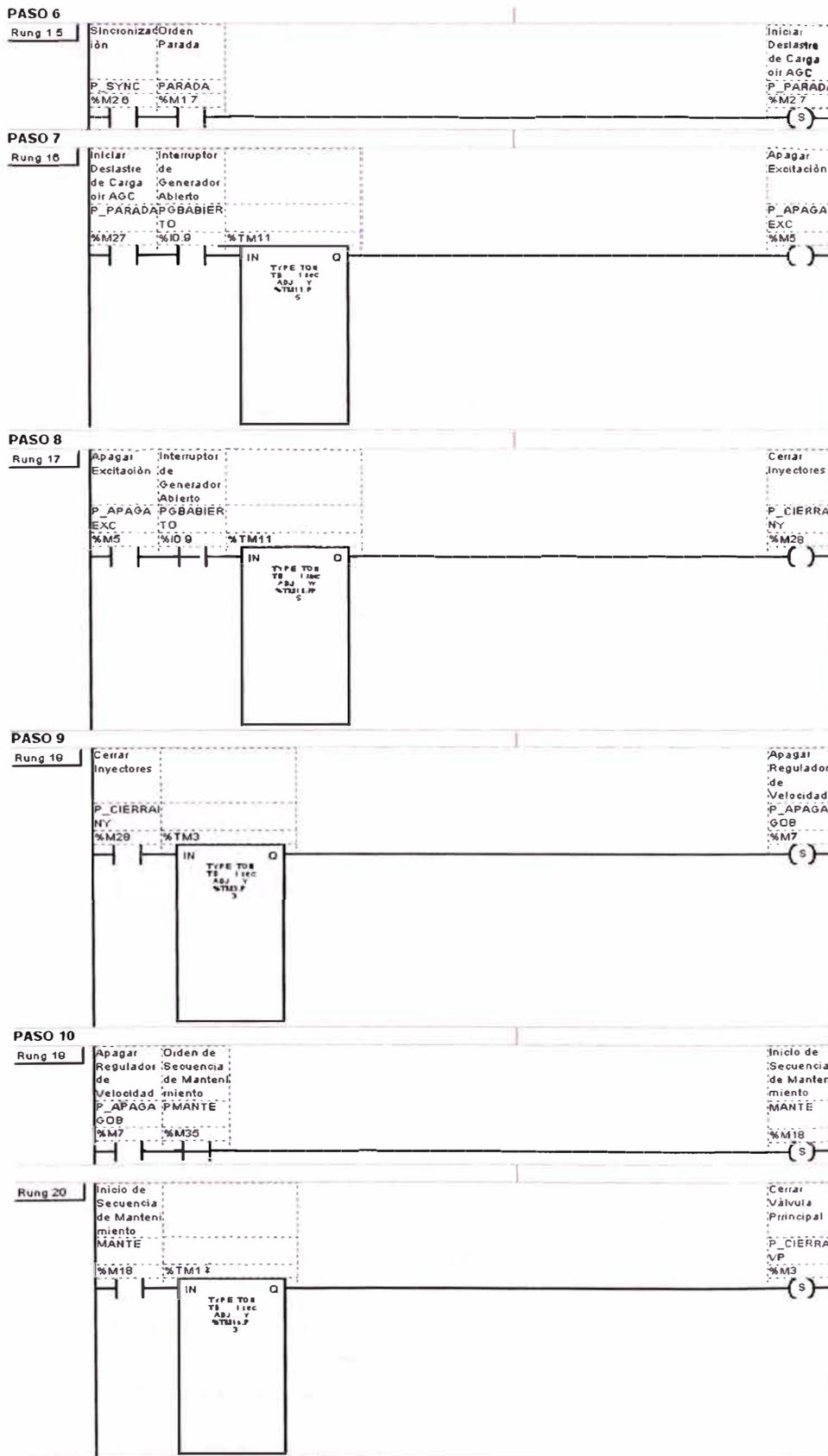


Figura 4.17. Programación de la secuencia de parada.

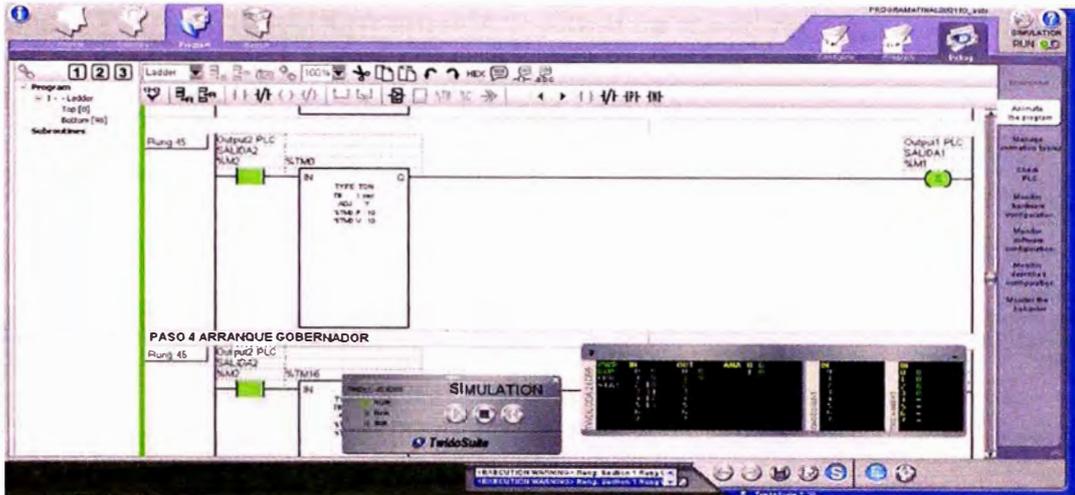


Figura 4.18. Ejemplo de simulación en el software TwidoSuite V2.2.

4.2.3. Ajustes de los componentes de sistema de control.

El controlador principal AGC requiere que sean programados ajustes que involucran a cada régimen de operación del grupo generador. Este equipo requiere los parámetros del grupo generador a controlar (velocidad nominal, tensión nominal, frecuencia nominal, entre otros) y los parámetros de control de acuerdo a cada régimen de operación. Estos datos son programados en el software Utility Software 3.20 de la marca DEIF (ver figura 4.19.).

Sincronización:

Diferencial de frecuencia Máximo: 0,15 Hz

Diferencial de Voltaje Máximo: 5%

Diferencial de Angulo de Fase: 10°

Regulación de Velocidad y Tensión:

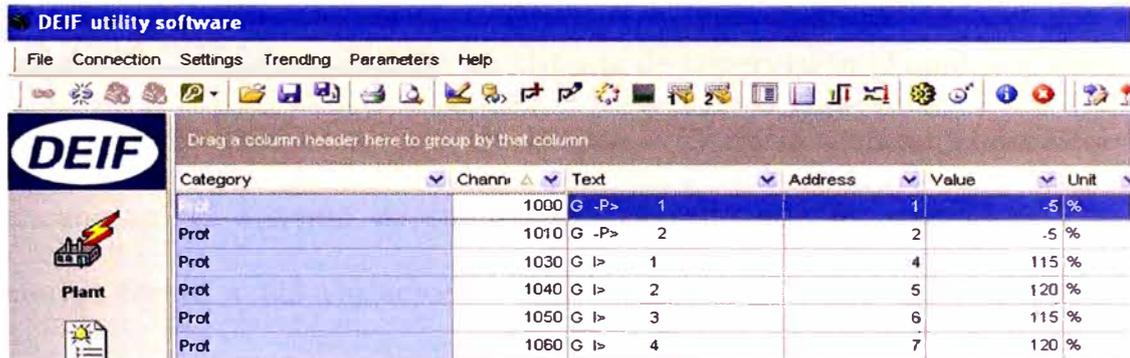
Ganancia Proporcional (Kp) frecuencia y potencia activa: 10

Ganancia Proporcional (Kp) tensión y potencia reactiva: 10

Deslastre de carga:

Rampa de descarga: 5 %

Carga mínima: 7 %



The screenshot shows the DEIF utility software interface. The main window displays a table with the following data:

Category	Chann	Text	Address	Value	Unit
	1000	G -P>	1	1	-5 %
Prot	1010	G -P>	2	2	.5 %
Prot	1030	G l>	1	4	115 %
Prot	1040	G l>	2	5	120 %
Prot	1050	G l>	3	6	115 %
Prot	1060	G l>	4	7	120 %

Figura 4.19. Ejemplo de programación en el software Utility Software 3.20

Además, se debe activar los modos automático y semi-automático en el AGC. En el modo automático, la secuencia de arranque se realiza ininterrumpidamente hasta el cierre del interruptor del generador. En el modo semiautomático, la secuencia de arranque se realiza de acuerdo a los permisos dados a través del display remoto del equipo, con el cual se puede supervisar cada parte del proceso del arranque.

4.3 Desarrollo del sistema de supervisión.

4.3.1. Descripción del sistema de supervisión.

Basado en la documentación técnica del requerimiento presentado en el Capítulo III, el cliente necesita un sistema de supervisión el cual sea capaz de operar y monitorear al Grupo Generador N°3 de la Central Hidroeléctrica Mancahuara. El sistema de supervisión permite que los operadores tomen acciones frente a las variaciones de los parámetros más importantes en el sistema principal de generación y coordinar a su vez sus tareas de mantenimiento correctivo y preventivo. A su vez, la supervisión debe ser una tarea sencilla, por lo que la interfaz del sistema de supervisión debe ser lo más amigable posible al operador. Es por ello que bajo los requerimientos se ha elaborado una interfaz HMI gráfica que cuenta con pantallas de supervisión a colores y permite una operación y supervisión del grupo generador confiable y eficiente.

Una arquitectura de control ha sido elaborada en respuesta a lo mencionado anteriormente (Ver plano N°3). En esta arquitectura, el sistema de supervisión integra a los equipos que recopilan la información y que se instalaron en el tablero de control y protección utilizando el protocolo Modbus RTU a través de una red de comunicaciones basado en un bus RS485. A través de este bus, una interfaz HMI instalada en el tablero de control del grupo generador, que consiste en una pantalla gráfica táctil,

captura la información de cada equipo y muestra al usuario los parámetros en tiempo real. Una computadora ubicada en la sala de control de la central hidroeléctrica proporcionada por el cliente permite que el operador pueda realizar las mismas operaciones que ejecuta en la interfaz HMI a través de una conexión Ethernet.

En el plano de la arquitectura mencionada, se muestran todas las conexiones necesarias que se han realizado para la construcción del sistema de comunicaciones. Se muestra que cada equipo ha sido conectado al bus RS485 desde sus terminales de bornera identificados para la comunicación a través de un cable de 1 Par más protección (SHIELD) de calibre AWG24. Para la concentración de los equipos en el bus RS485 se utilizó un hub que permite conectar a todos los equipos mediante el conector RJ-45 y utilizar un solo cable de salida UTP con conectores RJ45 hacia el HMI. En este hub se ha colocado un terminador de comunicaciones tipo “RC” con conector RJ45, el cual permite evitar colisiones en la transmisión y recepción de datos en el bus de comunicaciones (Ver figura 4.20.). Cabe resaltar que cada equipo de la red Modbus RTU ha sido configurado con los mismos parámetros de comunicación (Ver tabla 4.3).

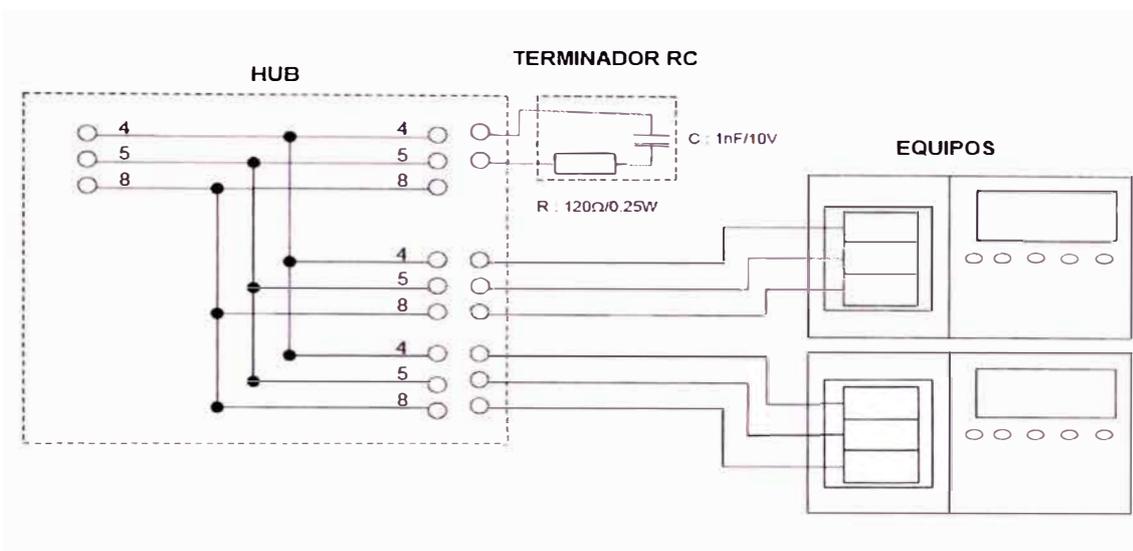


Figura 4.20. Conexión del Terminal RC con conector RJ-45 en hub

Parámetros	Valor
Velocidad de transmisión	9600 Kbps
Bits de datos	8 bits
Paridad	Ninguna
Bit de Parada	1
Protocolo	Modbus RTU

Tabla 4.3. Parámetros de comunicación de la red Modbus RTU.

El HMI fue suministrado según el expediente técnico del requerimiento, el cual consiste en una pantalla táctil LCD de 7" marca Schneider Modelo XBTGT4230. Su programación se realizó mediante el Software Vijeo Designer V5.0 del mismo fabricante, adquirido también según el expediente. Este software permitía además el control y monitoreo de la interfaz HMI desde una PC ubicada en la sala de control.

Para la operación del sistema de supervisión, en la central hidroeléctrica Mancahuara, se establecieron 3 tipos de operadores para los grupos hidráulicos de la central: el administrador, el personal de mantenimiento y los operarios de turno. Cada uno de estos operadores tiene diferentes privilegios para el manejo del sistema de control y supervisión del grupo hidráulico según la jerarquía de las tareas que ejecutan. Es por ello que el HMI debe solicitar una identificación a cada usuario y limitar en algunos casos ciertas funciones a los operadores. En la tabla 4.4. se muestran las funciones del HMI y los privilegios de operación que posee cada usuario definido en el HMI, el cual está representado por una X en caso de que la función este permitida y un espacio en blanco en caso no pueda acceder a la función de operación.

Funciones	Usuarios		
	Administrador	Personal de Mantenimiento	Operarios de Turno
Nombre de Usuario.	A	B	C
Contraseña.	A	B	C
Visualización de parámetros eléctricos, mecánicos y otros.	X	X	X
Operación de arranque, parada y sincronización del grupo generador.	X	X	X
Operación de Mantenimiento	X	X	
Grabado en USB de los eventos almacenados	X		

Tabla 4.4. Asignación de funciones de operación.

4.3.2 Configuración de la interfaz humano máquina -HMI.

La configuración y programación del interfaz humano máquina – HMI se ha realizado durante varias etapas del proyecto, ello es, ha sufrido modificaciones con la finalidad de cumplir con los requerimientos del cliente en cuanto a la usabilidad de la interfaz. Durante la etapa de pruebas en fábrica, la interfaz HMI fue programada en la Versión 1.0, la cual cumplía con los requisitos de operación y monitoreo del grupo generador. En el momento de la instalación en campo y puesta en marcha del sistema, la interfaz HMI terminó con una versión 2.0 que consistió en un enriquecimiento de sus funciones con respecto a la versión anterior dado por la experiencia del operador de la central hidroeléctrica y del cliente. En el presente trabajo se expondrá la Versión 2.0 de la interfaz HMI indicando los aportes que fueron realizados tanto por los operadores de turno de la central hidroeléctrica como del cliente final.

A continuación se presentará la programación de la interfaz HMI según la secuencia de las pantallas que se han elaborado para la operación y el monitoreo del grupo generador.

4.3.2.1 Pantalla de ingreso a la interfaz HMI

Debido a que existen 3 tipos de usuarios los cuales tiene diferentes privilegios como se estableció en 4.3.1, es necesario construir un botón de

acceso que solicite el nombre y la contraseña del usuario. Este botón se ha creado en la pantalla principal de ingreso con el fin de limitar el acceso a la interfaz gráfica y se encuentra ubicado en la parte inferior derecha (Ver figura 4.21.) representado por una flecha hacia la derecha, el cual al ser presionado muestra una pantalla para el ingreso del nombre y la contraseña (Ver figura 4.22.).



Figura 4.21. Vista de la pantalla de ingreso al HMI

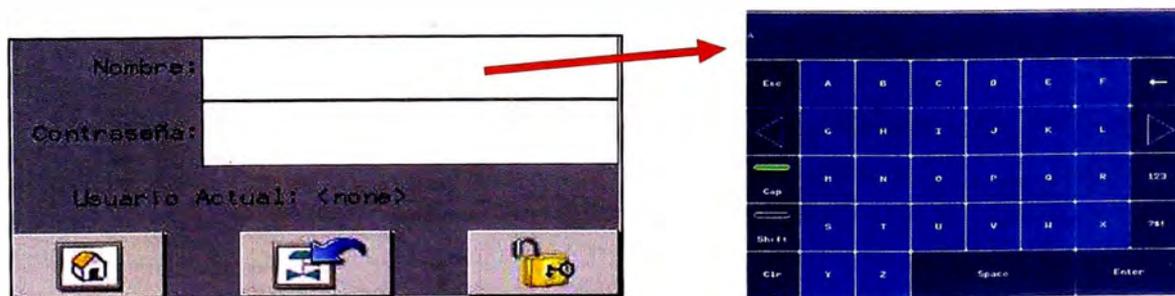


Figura 4.22. Ingreso a la operación del HMI mediante nombre y contraseña.

4.3.2.2 Pantalla principal

La pantalla principal nos muestra una visualización general de las variables y opciones de operación del grupo hidráulico. Esta pantalla se ha desarrollado con la finalidad de darle al usuario la opción de realizar las operaciones de manera rápida y eficiente (Ver figura 4.23.). Por ejemplo, en el caso de una apertura de interruptor súbita, el operador rápidamente puede situarse en la pantalla principal y cerrar el interruptor para reconectar el grupo generador al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (S.E.I.N.) y monitorear las variables más importantes del sistema.



Figura 4.23. Pantalla principal del HMI

4.3.2.3 Pantallas de medición de variables eléctricas, temperaturas y presiones

Las pantallas de medición de variables eléctricas, de temperatura y de presión brindan información necesaria a los usuarios sobre los valores de estas variables en distintos componentes del grupo generador durante su operación (Ver figuras 4.24. y 4.25.).

4.3.2.4 Pantallas de secuenciamiento de arranque y parada del grupo generador.

Estas pantallas muestran paso a paso el proceso de secuenciamiento de las operaciones del grupo generador durante las operaciones de arranque y parada, secuencia de mantenimiento, así como un botón de operaciones que utiliza el operador. Por ejemplo, en la pantalla de secuenciamiento de arranque existen cuatro pasos previos al arranque de la excitación y a la sincronización del grupo generador, los cuales se van coloreando progresivamente a medida que la secuencia de arranque avance (Ver figuras 4.26. y 4.27.).

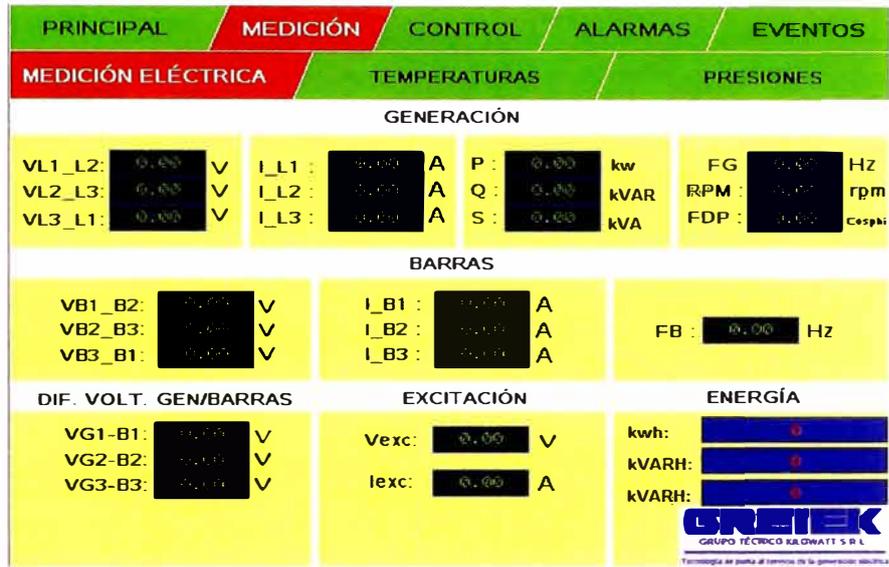


Figura 4.24. Pantalla de medición de variables eléctricas.



Figura 4.25. Pantalla de medición de temperatura.



Figura 4.26. Pantalla de secuencia de arranque del grupo generador.



Figura 4.27. Pantalla de secuencia de parada y mantenimiento del grupo generador.

Además, estas pantallas incluyen un botón de menú de operaciones (Ver figura 4.28.), el cual al ser presionado nos muestra las órdenes de arranque, cancelación de secuencia de arranque, parada y sincronización de grupo generador. El botón “Iniciar” permite dar comienzo al arranque del

grupo generador, el botón “Operación” permite la sincronización del grupo generador y solo se muestra activo cuando las condiciones permisivas a la sincronización se cumplan. El botón “Cancelar Arranque” permite detener el secuenciamiento del arranque en el caso que el operador detecte una anomalía en la operación del grupo generador. Finalmente, el botón “Parada Parcial” realiza la desconexión del grupo generador del sistema interconectado y deja a este girando en vacío con velocidad nominal.

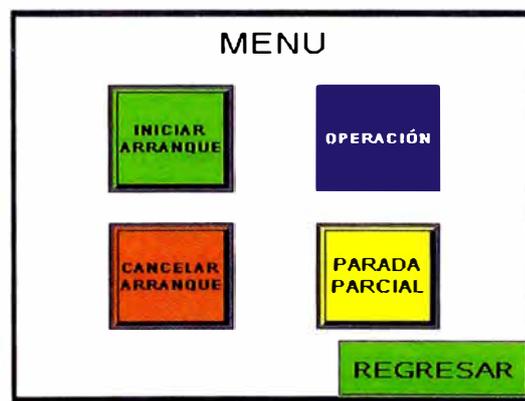


Figura 4.28. Menú de operaciones.

Adicionalmente se creó una secuencia de mantenimiento que se muestra en la pantalla de secuencia de parada (Ver figura 4.27), el cual permite parar totalmente al grupo generador. Esta secuencia fue sugerida por el cliente y se aplica en una parada programada por mantenimiento. Al presionar el botón “Iniciar mantenimiento”, se inicia la secuencia de parada del grupo generador con el cierre de la válvula principal, el cual se muestra como estado en el momento que termina la mencionada secuencia.

4.3.2.5 Ventana de Alarmas.

La ventana de alarmas muestra un gráfico que repite todas las funcionalidades del Panel de Alarmas MIKRO instalado en el tablero de protección del grupo generador. En este panel se observan 20 ventanas que muestran el estado de activación de cada alarma programada. En caso se encuentre activo una alarma, las ventanas muestran un parpadeo en color rojo y la sirena del tablero de control se accionará, el cual puede ser silenciado presionando el botón “Mute”. Cuando las alarmas sean reconocidas por el operador presionando el botón “Reconocer”, estas ventanas se colorean de color rojo. Para completar la secuencia de reconocimiento de alarmas, el botón “Reset” eliminará las alarmas luego que el operador haya solucionado la falla que se indicaban en las ventanas, con lo que ésta se colorea de color blanco, el cual es su estado normal (Ver figura 4.29.).

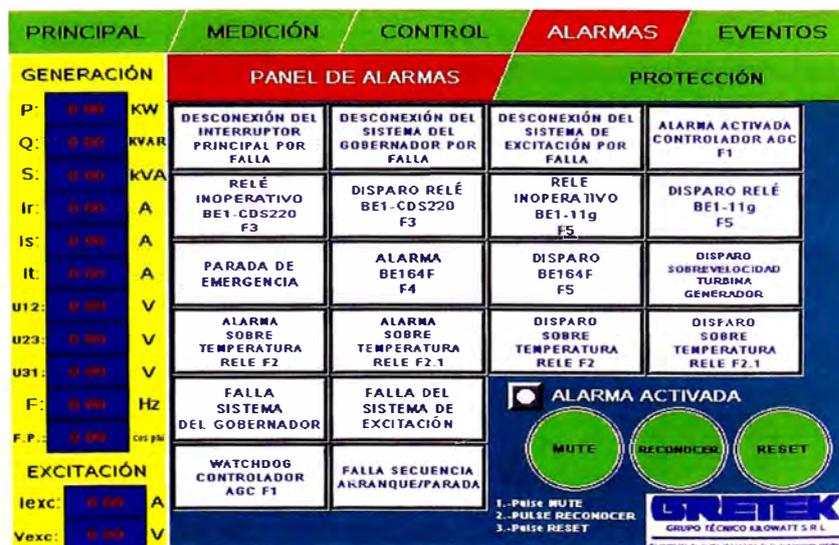


Figura 4.29. Ventana de alarmas.

4.3.2.6 Ventanas de Registro de Eventos.

Se han desarrollado dos ventanas de registros de eventos; una ventana que muestra los eventos de protección y operación llamada “Protección”, y una ventana de eventos totalizados llamado “Eventos”. En el caso de la ventana “Protección”, se muestran los eventos organizados por fecha y hora y separados por eventos de protección y operación. Los eventos de protección son anunciados por los equipos de protección eléctrica (fallas eléctricas) y los eventos de operación son anunciados por las entradas y salidas que poseen estos equipos de protección eléctrica como el disparo del relé de falla de tierra en campo de generador, entre otras (más detalle en 4.3.3). En el caso de la ventana “Eventos”, este totaliza todos los eventos y permite descargarlos a un USB (Ver figuras 4.30. y 4.31.).



Figura 4.30. Ventana de eventos “Protección”.



Figura 4.31. Ventana de eventos totalizados.

4.3.3 Tabla de registros históricos de alarmas y eventos.

De acuerdo al Expediente Técnico del Requerimiento revisado en el capítulo III, se requiere elaborar una tabla de registros históricos de alarmas y eventos que almacene y organice todas las ocurrencias del grupo generador que suceden durante la operación. El sistema de supervisión constituido por el HMI, permite seleccionar cuales de los registros de alarmas y eventos se pueden almacenar y la frecuencia con la que se guardan los mismos en la memoria del dispositivo. En el caso de las variables del tipo digital se ha configurado que se almacenen cada dos segundos y para las variables del tipo analógica se ha configurado su almacenamiento cada cuatro segundos (Ver figura 4.32.).

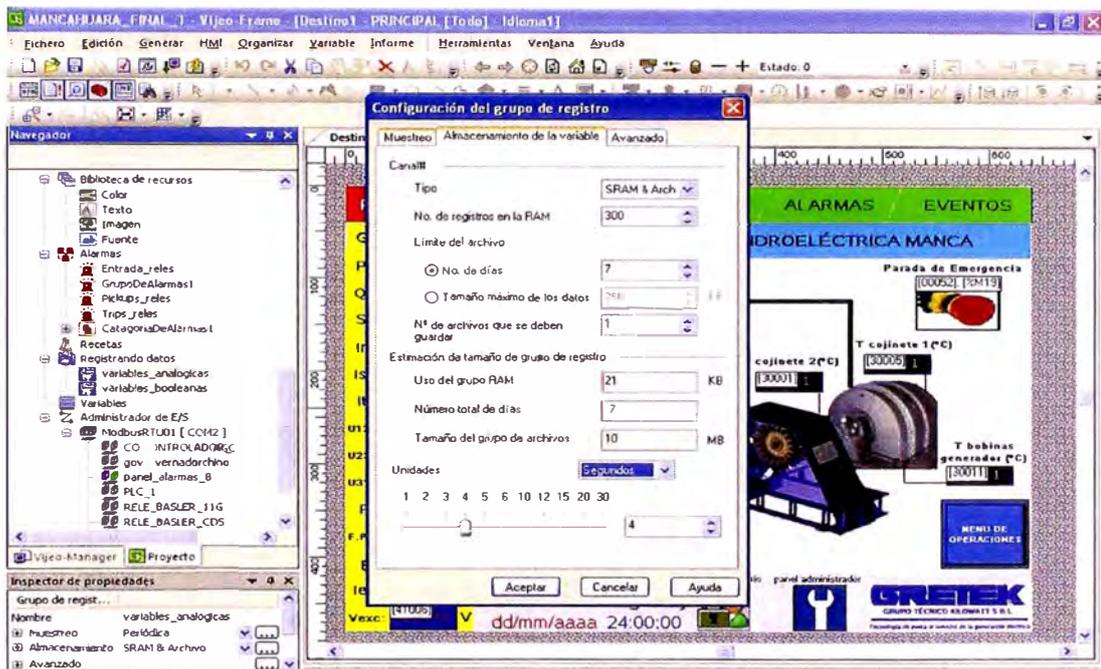


Figura 4.32. Almacenamiento de variables analógicas.

Las alarmas y eventos que se visualizan y almacenan se configuran en el software del HMI y se designa un mensaje asociado a la variable que activa el evento. Las alarmas y eventos denominados “Protección” (ver 4.3.2.6) corresponden a las fallas eléctricas que provienen de los equipos de protección eléctrica (protección multifunción y diferencial), a los cuales se les asigna un mensaje personalizado según la falla eléctrica a la que pertenecen (Ver figura 4.32.). Las alarmas y eventos denominados “Operación” (Ver 4.3.2.6) corresponden a las entradas y salidas de los equipos de protección eléctrica (protección multifunción y diferencial), a los cuales se les asigna un mensaje personalizado según la interconexión eléctrica del componente (Ver figura 4.33.). Esta clasificación permite ordenar la tabla de registros e identificar rápidamente el origen de una falla de operación.

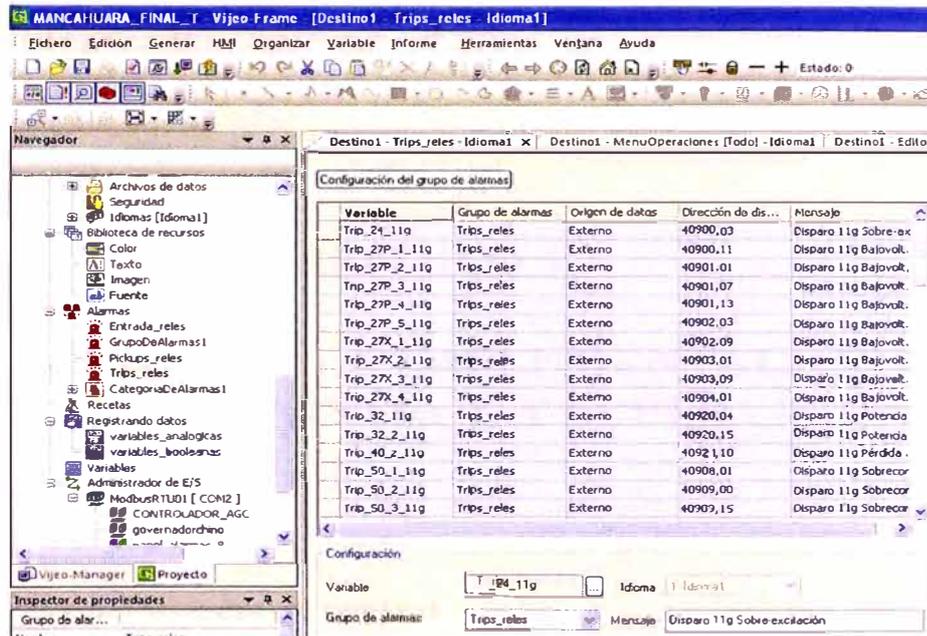


Figura 4.33. Alarmas y eventos “Protección” que corresponden a las fallas eléctricas.

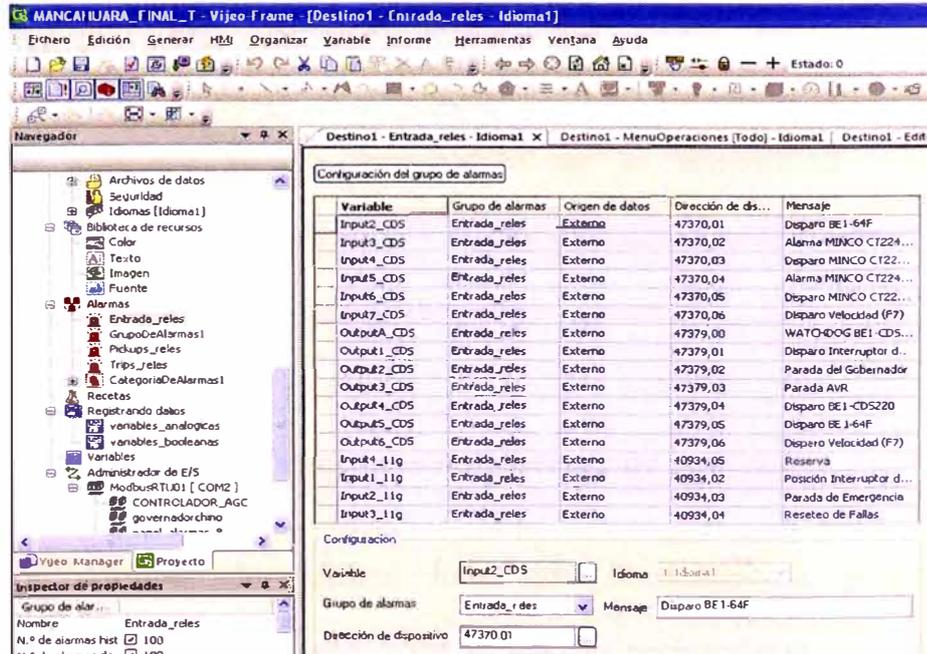


Figura 4.34. Alarmas y eventos “Operación” que corresponden a las entradas y salidas de los dispositivos de protección eléctrica.

CAPÍTULO V

VERIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN

5.1 Verificación del sistema de control

El procedimiento de verificación del sistema de control comprende tanto la verificación de las funcionalidades de los equipos de control como la verificación del cableado eléctrico. La verificación de los equipos de control se realiza en un banco de pruebas para asegurar su funcionamiento en el sistema de control. La interconexión eléctrica de los equipos que integran el sistema debe ser verificado con inspecciones visuales y protocolos de verificación.

5.1.1. Verificación de los equipos del sistema de control.

Los equipos de control han sido sometidos a protocolos de verificación de funcionamiento. Este protocolo permite que los equipos que se reciben del proveedor cumplan los requerimientos mínimos de operación y se asegure la calidad de los equipos (Ver figura 5.1.).



**CONTROL DE CALIDAD DE EQUIPOS DE CONTROL
PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE EQUIPOS**

Identificación:

Cliente	HIDROEQUIPOS Y CONSULTORIA S.R.L.		
Equipo	ABC	Marca	:DEIF
Modelo	ABC 3.0	S.N	:10038-46558277
Lugar de Prueba	LIMA	Referencia	-

Inspección Visual

DESCRIPCIÓN	Verificado	No Verificado
Inspección de daños físicos externos	✓	
Inspección de daños físicos internos	✓	
Bornes y terminales completos	✓	
Identificación del equipo	✓	

Funcionamiento

DESCRIPCIÓN	Verificado	No Verificado
Funcionamiento del equipo	✓	
Comunicación con el equipo	✓	
Funcionamiento de las luces indicadoras	✓	
Funcionamiento de las Teclas de configuración	✓	
Señal de entrada y salidas correctas	✓	
Contactos auxiliares correctos	✓	

Observaciones

Equipo con módulos de entrada y salidas completa de acuerdo a Regulación de Inercia N°535-2009-GRETEK

0	11-11-09	CONSTRUCCIÓN	AGM	OBM	AGM
REV	FECHA	EMITIDO PARA	PCR	REV	APROBADO

Figura 5.1. Ejemplo de protocolo de verificación de los equipos de control.

5.1.2. Verificación de la interconexión eléctrica del sistema de control.

La interconexión eléctrica del sistema de control ha sido sometida a protocolos de verificación de cableado eléctrico. Este protocolo permite que el sistema de control cumplan los requerimientos mínimos de interconectividad y asegure la calidad del sistema (Ver figura 5.2.). Durante la verificación del protocolo, se realizó una inspección visual del tablero

eléctrico, con lo cual se elaboró un informe de conformidad de la interconexión eléctrica (Ver figura 5.3.).

SCHACK

INSPECCIÓN DEL CABLEADO EN EL TABLERO DE CONTROL Y SUPERVISIÓN DE GRUPO GENERADOR N° 08

INFORME N°:

		CARACTERÍSTICAS	
TABLERO	TG-3	MODELO	TG-3
FRECUENCIA	60 Hz	VOLTIOS	230V AC
OPERACIÓN	Individual / Paralelo	ALFILEROS	
UBICACION	C.H. Mano Abierta	Alimentación (de)	24VDC
CLIENTE	ELECTRO SUR ESTE	FASIS	1

MARCAR DONDE CORRESPONDA

IDENTIFICACION	COMPONENTE DONDE VAIA EL CABLEADO	MARCA	COMPONENTE DONDE FALLA EL CABLEADO	MARCA	TIPO DE CABLE	CANTIDAD	FORMA	ESTADO	COMENTARIO
F10-U1010-34	Bornera de Voltaje del Generador L1	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-35	Bornera de Voltaje del Generador L2	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-36	Bornera de Voltaje del Generador L3	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-37	Bornera de Corriente I1	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-38	Bornera de Corriente I2	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-39	Bornera de Corriente I3	DEIF	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-37	Bornera de Voltaje de Baterías L1	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-38	Bornera de Voltaje de Baterías L2	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-39	Bornera de Voltaje de Baterías L3	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-40	Bornera de Parada de Emergencia-1	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-41	Bornera de Start	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-42	Bornera de Stop	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-43	Bornera de Protección de Inhibición	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-44	Bornera de Falta de Falta de Protección	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-45	Bornera de Bateria / Conck Start	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-46	Bornera de Bateria / Stop	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-47	Bornera de Bateria / Panel de Alarmas 1	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-48	Bornera de Bateria / Panel de Alarmas 2	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-49	Bornera de Entrada / Watchdog equipo de protección	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-50	Bornera de Entrada / Watchdog controlador de temperatura	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		
F10-U1010-51	Bornera de Entrada / Reserva	Schrack	Bornera Terminal	SCHACK	1CR14AWG	1	X		

Figura 5.2. Ejemplo de protocolo de verificación del cableado eléctrico.



Figura 5.3. Inspección visual de la interconexión eléctrica del sistema de control.

5.2 Verificación del sistema de supervisión

El procedimiento de verificación del sistema de supervisión comprende tanto la verificación de las funcionalidades del equipo de supervisión (interface humano-máquina HMI) como la verificación de la interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485. La verificación del HMI se realizó en un banco de pruebas para asegurar su funcionamiento en el sistema de supervisión. La interconexión de los equipos de la red Modbus RTU con interfaz RS-485 que comprende el sistema de supervisión debe ser verificada con inspecciones visuales y protocolos de verificación.

5.2.1. Verificación de la interface humano-máquina (HMI)

El HMI ha sido sometido a un protocolo de verificación de funcionamiento. Este protocolo permite que el equipo que se recibe del proveedor cumplan los requerimientos mínimos de operación y se asegure la calidad de los equipos (Ver figura 5.4.).

5.2.2. Verificación de la interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485.

La interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485 ha sido sometida a protocolos de verificación. Este protocolo permite que el sistema de supervisión cumplan los requerimientos mínimos de comunicación y asegure la calidad del sistema (Ver figura 5.5.). Durante la verificación del

protocolo, se realizó una inspección visual del sistema de comunicaciones, con lo cual se elaboró un informe de conformidad de la interconexión eléctrica (Ver figura 5.6.).

GRETEK
GRUPO TECNOLÓGICO PERÚ S.R.L.

**CONTROL DE CALIDAD
PROTOCOLO DE VERIFICACIÓN DE EQUIPOS**

Identificación

Cliente	: HIDROEQUIPOS Y CONSULTORIA S.R.L.		
Equipo	: HMI	Marca	: SCHNEIDER
Modelo	: XBTGT4230	S/N	: 19000334488572
Lugar de Prueba	: LIMA	Referencia	: -

Inspección Visual

DESCRIPCIÓN	Verificado	No Verificado
Inspección de daños físicos externos	✓	
Inspección de daños físicos internos	✓	
Bornes y terminales completos	✓	
Identificación del equipo	✓	

Funcionamiento

DESCRIPCIÓN	Verificado	No Verificado
Funcionamiento del equipo	✓	
Comunicación con el equipo	✓	
Funcionamiento de las luces indicadoras	✓	
Cargado de software al equipo	✓	
Conectividad con la red Modbus RTU con interfase RS-485	✓	
Sensibilidad correcta al tacto de la pantalla (Funcionalidad "touchscreen")	✓	

Observaciones

E: HMI fue correctamente recibido con sus accesorios de fijación y con una memoria de almacenamiento de 128MB.
--

0	14-10-2009	CONSTRUCCIÓN	DBE	AGM	AGM
REV	FECHA	EMITIDO PARA	POR	REV	APROBADO

Figura 5.4. Protocolo de verificación del HMI



INSPECCIÓN DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN DEL GRUPO GENERADOR N°3

INFORME N°:

CARACTERÍSTICAS			
TABLERO	TC-3	RED DE COMUNICACIONES	
FRECUENCIA	60 Hz	PROTOCOLO	MODBUS
OPERACIÓN	Individual / Paralelo	VELOCIDAD	9.6 Kbps
UBICACIÓN	C.H. Marcabuaara	PARIDAD	Ninguna
CLIENTE	ELECTRO SUR ESTE	BIT DE PARADA	1

MARCAR DONDE CORRESPONDA

EQUIPO A SUPERVISAR	MARCA	CABLE DE CONEXIÓN	NÚMERO DE ID	VELOCIDAD DE TRANSMISIÓN	ESTADO		
					NORMAL	DESVIAR	CAMBIAR
AGC	DEIF	4 Pares #23AWG UTP	1	9.6 Kbps	X		
PLC	BOHNEIDER ELECTRIC	Cable Vendor	2	9.6 Kbps	X		
PANEL DE ALARMAS	MIKRO	4 Pares #23AWG UTP	3	9.6 Kbps	X		
RELÉ MULTIFUNCIÓN	EA3LER ELECTRIC	4 Pares #23AWG UTP	4	9.6 Kbps	X		
RELÉ DIFERENCIAL	EA3LER ELECTRIC	4 Pares #23AWG UTP	5	9.6 Kbps	X		
CONTROLADOR DE TEMPERATURA N°1	MINCO	4 Pares #23AWG UTP	6	9.6 Kbps	X		
CONTROLADOR DE TEMPERATURA N°1	MINCO	4 Pares #23AWG UTP	7	9.6 Kbps	X		
ANALIZADOR DE REDES	ELECTROINDUSTRIES	4 Pares #23AWG UTP	8	9.6 Kbps	X		
REGULADOR DE VELOCIDAD	Bomera de Voltaje de Barras L3	4 Pares #23AWG UTP	9	9.6 Kbps	X		
REGULADOR DE VOLTAJE	Bomera de Parada de Emergencia-1	4 Pares #23AWG UTP	10	9.6 Kbps	X		

Figura 5.5.Ejemplo de protocolo de verificación de la interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485.



Figura 5.6.Inspección visual de la interconexión de la red Modbus RTU con interfaz RS-485

CAPÍTULO VI

PROTOCOLO DE PRUEBAS

6.1 Pruebas operativas del sistema

Las pruebas operativas del sistema de control y supervisión han sido realizadas tanto en fábrica como en campo. En fábrica, las pruebas operativas se realizaron con un banco de pruebas, con el cual se aseguraba la funcionalidad del sistema. En campo, las pruebas se realizaron con todos los sistemas en funcionamiento (sistemas de refrigeración, sistema de apertura y cierre de válvula principal sistema de regulación de voltaje y sistema de regulación de velocidad), con lo cual se determinaron los parámetros de control y ajustes de operación para garantizar un trabajo continuo del sistema. A continuación se presentarán los protocolos de pruebas en campo SAT (Site Acceptance Test o Pruebas de aceptación en sitio), realizadas en la Central Hidroeléctrica Mancahuara.

6.1.1. Arranque del grupo generador.

En el caso del arranque del grupo generador, fue necesario verificar previamente condiciones iniciales de operación mediante un protocolo (Ver

figura 6.1.). La verificación previa permite dar confiabilidad a la puesta en marcha del arranque del grupo generador e identificar posibles fallas.

CUENTE: HIDROEQUIPOS Y CONSULTORIA S.R.L.		PROYECTO: CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA GRUPO N°3	
 GRUPO TECNICO ALBERTI S.R.L.	PROTOCOLO DE PRUEBAS EN CAMPO (SAT) PROTODCOL		VERSION: 0 Page: 2 of 11
			GRETEK-MCHM-OP01-2009
PROTOCOLO DE OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR VERIFICACIÓN DE CONDICIONES INICIALES			
GRUPO GENERADOR N°3		SUBSISTEMA: GRUPO GENERADOR N°3	
TABLERO DE CONTROL: TC-3 MCHMANS-1		UBICACIÓN: ABANCA Y MANCAHUARA	
TIPO/MODELO: TC-GRETEK-PELTON V1		SERVIDOR: FACILIDADES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	
VERIFICACIÓN DE CONDICIONES PARA LA OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR			
A. GENERADOR Y TURBINA			
1. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS VISIBLES TANTO EN EL GENERADOR COMO EN LA TURBINA			<input type="checkbox"/>
2. VERIFICAR AJUSTES MECÁNICOS Y ALINEAMIENTOS EN EL GRUPO GENERADOR (PROTOCOLOS VERIFICADOS)			<input type="checkbox"/>
3. VERIFICAR QUE EL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN SE ENCUENTRE OPERATIVO Y ENCENDIDO			<input type="checkbox"/>
4. VERIFICAR LA CORRECTA INSTALACIÓN DE LOS SENSORES Y ACTUADORES DEL GENERADOR Y LA TURBINA			<input type="checkbox"/>
B. SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN			
6. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS EN LA EXCITATRIZ DEL GENERADOR			<input type="checkbox"/>
7. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS VISIBLES EN EL TABLERO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN			<input type="checkbox"/>
8. VERIFICAR LA OPERABILIDAD DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN CON EL GRUPO GENERADOR EN RÉGIMEN DE VACÍO (VERIFICAR PROTOCOLOS)			<input type="checkbox"/>
9. VERIFICAR EL CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DEL SISTEMA			<input type="checkbox"/>
C. SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD			
10. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS EN EL SISTEMA HIDRÁULICO DEL REGULADOR DE VELOCIDAD			<input type="checkbox"/>
11. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS VISIBLES EN EL TABLERO DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD			<input type="checkbox"/>
12. VERIFICAR LA OPERABILIDAD DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD CON EL GRUPO GENERADOR EN RÉGIMEN DE VACÍO (VERIFICAR PROTOCOLOS)			<input type="checkbox"/>
13. VERIFICAR LOS TIEMPOS DE RESPUESTAS DE LOS SERVO MOTORES SEGÚN PROTOCOLO DE FABRICANTE			<input type="checkbox"/>
14. VERIFICAR EL CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DEL SISTEMA			<input type="checkbox"/>
D. SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN			
15. VERIFICAR QUE NO EXISTAN DAÑOS FÍSICOS EN LOS TABLEROS DE CONTROL Y SUPERVISIÓN			<input type="checkbox"/>
16. VERIFICAR EL ENCENDIDO DEL SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN			<input type="checkbox"/>
17. VERIFICAR EL ESTADO DE LOS EQUIPOS Y COMPONENTES DEL TABLERO DE CONTROL Y SUPERVISIÓN			<input type="checkbox"/>
18. VERIFICAR EL CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN DEL SISTEMA			<input type="checkbox"/>
CHEQUEO ACEPTADO <input type="checkbox"/>		CHEQUEO NO ACEPTADO <input type="checkbox"/>	NO APLICABLE <input type="checkbox"/>
DOC. DE REFERENCIA: # _____			
OBSERVACIONES: _____			
REALIZÓ		REVISÓ	
APROBÓ			
Firma Admisión y Fecha		Firma Admisión y Fecha	
Firma Admisión y Fecha		Firma Admisión y Fecha	

Figura 6.1. Protocolo de verificación de condiciones iniciales previa al arranque del grupo generador.

Luego de dar conformidad con las condiciones iniciales previas al arranque, se verificó el protocolo de arranque del grupo generador (ver figura

6.2.). Para la verificación del protocolo se debe tener en cuenta la secuencia de arranque y verificar con el software del PLC auxiliar cada avance en la mencionada secuencia.

CLIENTE: HIDROQUIPOS Y CONSULTORIA S.R.L.		DOCUMENTO: QRETEK-MCHM-OP01-2009		
PROJECT: CENTRAL HIDROELECTRICA MANZANUARA (GRUPO N° 3)		Revisión: 0		
 PROTOCOLO DE PRUEBAS EN CAMPO (SAT) GRUPO TECNICO MCHM/ATI S.R.L.		Page: 4 / 11		
PROTOCOLO DE OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR-SECUENCIA DE ARRANQUE				
GRUPO GENERADOR N° 3		SUBSISTEMA: GRUPO GENERADOR N° 3		
TABLERO DE CONTROL: TC-3 MCHM/NC-1		UBICACIÓN: ABANGAY, MANZANUARA		
TIPO MODELO: TC-QRETEK/PELTON-V1		SERVICIO: FACILIDADES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA		
VERIFICACIÓN DE SECUENCIA DE ARRANQUE PARA LA OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR				
A. VERIFICACIÓN PREVIA				
1. VERIFICAR QUE EL CONTROLADOR PRINCIPAL AGC Y EL CONTROLADOR AGC ESTÉN ENCENDIDOS <input type="checkbox"/>				
2. VERIFICAR QUE EL PLC SE ENCUENTRE CONECTADO AL SOFTWARE DE SUPERVISIÓN DE LA PROGRAMACIÓN <input type="checkbox"/>				
B. SECUENCIA DE ARRANQUE				
N°	ESTADO / ORDEN PROGRAMADO	ESTADO / ORDEN EJECUTADO	REQUIERE REPROGRAMACIÓN?	VERIFICACIÓN
1	INICIAR ARRANQUE DE BDE HMA	INICIO DE ARRANQUE	NO	OK
2	VERIFICAR VÁLVULA PRINCIPAL ABIERTA	VERIFICACIÓN DE VÁLVULA PRINCIPAL ABIERTA	NO	OK
3	ACTIVAR SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	ACTIVACIÓN DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	NO	OK
4	VERIFICAR LA REFRIGERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR (COMPLETAR PASO 1)	VERIFICACIÓN DE LA REFRIGERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR (PASO 1 COMPLETO)	NO	OK
5	VERIFICAR DISPAROS Y POSICIÓN DE INTERRUPTOR DEL GENERADOR	VERIFICACIÓN DE DISPAROS Y POSICIÓN DE INTERRUPTOR DEL GENERADOR	NO	OK
6	VERIFICAR CONDICIONES DE PRE-ARRANQUE	VERIFICACIÓN DE CONDICIONES DE PRE-ARRANQUE	NO	OK
7	ORDEN DE ARRANQUE EL CONTROLADOR DE GENERADOR (COMPLETAR PASO 2)	CONTROLADOR DE GENERADOR ARRANCA (PASO 2 COMPLETADO)	NO	OK
8	ORDEN DE ABRIR VÁLVULA BYPASS	APERTURA DE VÁLVULA BYPASS	NO	OK
9	VERIFICAR VÁLVULA BYPASS ABIERTA	VERIFICACIÓN DE VÁLVULA BYPASS ABIERTA	NO	OK
10	INICIAR TEMPORIZADOR PARA APERTURA DE VÁLVULA PRINCIPAL	TEMPORIZADOR INICIADO PARA APERTURA DE VÁLVULA PRINCIPAL	NO	OK
11	ORDEN DE ABRIR VÁLVULA PRINCIPAL	APERTURA DE VÁLVULA PRINCIPAL	NO	OK
12	VERIFICAR VÁLVULA PRINCIPAL ABIERTA	VERIFICACIÓN DE VÁLVULA PRINCIPAL ABIERTA	NO	OK
13	INICIAR TEMPORIZADOR PARA CIERRE DE VÁLVULA BYPASS	TEMPORIZADOR INICIADO PARA CIERRE DE VÁLVULA BYPASS	NO	OK
14	ORDEN CERRAR VÁLVULA BYPASS	CIERRE DE VÁLVULA BYPASS	NO	OK
15	VERIFICAR PRESIÓN DIFERENCIAL EN VÁLVULA PRINCIPAL MENOS A 0.6 MPa (COMPLETAR PASO 3)	VERIFICACIÓN DE PRESIÓN DIFERENCIAL EN VÁLVULA PRINCIPAL MENOR A 0.6 MPa (PASO 3 COMPLETADO)	NO	OK
16	ORDEN DE ARRANQUE DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD ARRANCA	NO	OK
17	VERIFICAR VELOCIDAD NOMINAL DEL GRUPO GENERADOR MAYOR AL 99% (COMPLETAR PASO 4)	VERIFICACIÓN DE VELOCIDAD NOMINAL DEL GRUPO GENERADOR MAYOR A 99% VELOCIDAD (PASO 4 COMPLETADO)	NO	OK
18	ORDEN DE ARRANQUE SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN (COMPLETAR PASO 5)	ARRANQUE DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN (COMPLETAR PASO 5)	NO	OK
CHEQUEO ACEPTADO <input type="checkbox"/> CHEQUEO NO ACEPTADO <input type="checkbox"/> NO APLICABLE <input type="checkbox"/>				
DOC. DE REFERENCIA N° _____				
OBSERVACIONES				
REALIZÓ		REVISÓ		APROBÓ
Firma, Asesoración y Fecha		Firma, Asesoración y Fecha		Firma, Asesoración y Fecha

Figura 6.2. Protocolo de verificación del arranque del grupo generador.

Cuando finalizó el arranque del grupo generador, se verificó en el HMI que la secuencia de arranque se visualice y las condiciones nominales de frecuencia, voltaje y velocidad del grupo generador. Tanto en los instrumentos como en las pantallas del HMI se verificó lo mencionado anteriormente (Ver figuras 6.3 y 6.4.).



Figura 6.3. Inspección visual de los parámetros en el arranque del grupo generador.



Figura6.4. Inspección visual del arranque del grupo generador en el HMI.

6.1.2. Sincronización del grupo generador.

En el caso de la sincronización del grupo generador, fue necesario verificar el protocolo elaborado para esta secuencia (Ver figura 6.5.). Para la verificación del protocolo, se debe visualizar en el HMI que el interruptor del grupo generador se encuentre cerrado. En la pantalla principal del HMI se verificó lo mencionado anteriormente (Ver figura 6.6.).

CLIENTE: HIDROEQUIPOS Y CONSULTORA S.R.L.																															
PROJECT: CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA-GRUPO N°3																															
 GRUPO TECNICO NLOWATI S.R.L.	PROTOCOLO DE PRUEBAS EN CAMPO (SAT) DOCUMENT N°: GRETEK-MCHM-OP01-2009																														
	REVISION: 0 Page: 6 of 11																														
PROTOKOL																															
PROTOCOLO DE OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR-SINCRONIZACIÓN																															
GRUPO GENERADOR N°3	SUBSISTEMA: GRUPO GENERADOR N°3																														
TABLERO DE CONTROL TC-3 MCHMANC-1	UBICACIÓN: ABANCAY-MANCAHUARA																														
TIPO/MODELO TC-GRETEK PELTON V1	SERVICIO: FACILIDADES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA																														
VERIFICACIÓN DE SECUENCIA DE SINCRONIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR																															
A. VERIFICACIÓN PREVIA																															
1. VERIFICAR QUE EL GRUPO GENERADOR SE ENCUENTRE EN RÉGIMEN DE VACÍO (SIN CARGA) <input type="checkbox"/>																															
2. VERIFICAR LA SECUENCIA DE FASE DEL VOLTAJE DEL GENERADOR Y DE LAS BARRAS <input type="checkbox"/>																															
B. SINCRONIZACIÓN																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>N°</th> <th>ESTADO/ORDEN PROGRAMADO</th> <th>ESTADO/ORDEN EJECUTADO</th> <th>REQUIERE REPROGRAMACIÓN?</th> <th>VERIFICACIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>ORDEN DE INICIAR SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR DESDE HMI</td> <td>INICIO DE SECUENCIA DE SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR</td> <td>NO</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>VERIFICAR VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS</td> <td>VERIFICACIÓN DEL VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS</td> <td>NO</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>VERIFICAR FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS</td> <td>VERIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS</td> <td>NO</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>VERIFICAR ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS</td> <td>VERIFICACIÓN DEL ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS</td> <td>NO</td> <td>OK</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>ORDEN DE CERRAR DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR (FINALIZAR SINCRONIZACIÓN)</td> <td>CERRAR INTERRUPTOR DEL GENERADOR (SINCRONIZACIÓN FINALIZADA)</td> <td>NO</td> <td>OK</td> </tr> </tbody> </table>	N°	ESTADO/ORDEN PROGRAMADO	ESTADO/ORDEN EJECUTADO	REQUIERE REPROGRAMACIÓN?	VERIFICACIÓN	1	ORDEN DE INICIAR SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR DESDE HMI	INICIO DE SECUENCIA DE SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR	NO	OK	2	VERIFICAR VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS	VERIFICACIÓN DEL VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS	NO	OK	3	VERIFICAR FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS	VERIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS	NO	OK	4	VERIFICAR ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS	VERIFICACIÓN DEL ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS	NO	OK	5	ORDEN DE CERRAR DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR (FINALIZAR SINCRONIZACIÓN)	CERRAR INTERRUPTOR DEL GENERADOR (SINCRONIZACIÓN FINALIZADA)	NO	OK	
N°	ESTADO/ORDEN PROGRAMADO	ESTADO/ORDEN EJECUTADO	REQUIERE REPROGRAMACIÓN?	VERIFICACIÓN																											
1	ORDEN DE INICIAR SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR DESDE HMI	INICIO DE SECUENCIA DE SINCRONIZACIÓN DEL GRUPO GENERADOR	NO	OK																											
2	VERIFICAR VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS	VERIFICACIÓN DEL VOLTAJE DE GENERADOR IGUAL AL VOLTAJE DE BARRAS	NO	OK																											
3	VERIFICAR FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS	VERIFICACIÓN DE LA FRECUENCIA DE GENERADOR IGUAL A LA FRECUENCIA DE BARRAS	NO	OK																											
4	VERIFICAR ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS	VERIFICACIÓN DEL ÁNGULO DE FASE DEL GENERADOR IGUAL AL ÁNGULO DE FASE DE BARRAS	NO	OK																											
5	ORDEN DE CERRAR DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR (FINALIZAR SINCRONIZACIÓN)	CERRAR INTERRUPTOR DEL GENERADOR (SINCRONIZACIÓN FINALIZADA)	NO	OK																											
CHEQUEO ACEPTADO <input type="checkbox"/> CHEQUEO NO ACEPTADO <input type="checkbox"/> NO APLICABLE <input type="checkbox"/>																															
DOC DE REFERENCIA N° _____																															
OBSERVACIONES																															
REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ																													
Firma, Aclaración y Fecha	Firma, Aclaración y Fecha	Firma, Aclaración y Fecha																													

Figura 6.5. Protocolo de sincronización del grupo generador.

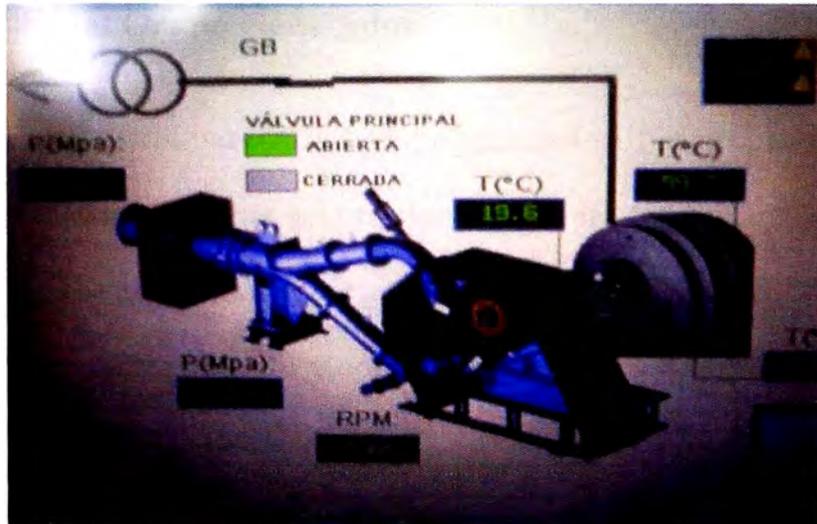


Figura 6.6. Inspección visual de la sincronización del grupo generador en el HMI.

Luego de verificar el cierre del interruptor del generador, se procedió a aumentar la potencia generada del grupo generador hasta los valores nominales. En este caso, la potencia nominal es de 1600 Kw y lo requerido por el cliente en las pruebas fue de 1500 Kw (mayor al 90% de la capacidad nominal) para la aceptación del cliente (Ver figura 6.7.).



Figura 6.7. Inspección visual de la potencia generada del grupo generador en el HMI.

6.1.3. Parada del Grupo Generador

En el caso de la parada del grupo generador, fue necesario verificar el protocolo elaborado para esta secuencia (Ver figura 6.8.). Para la verificación del protocolo, se debe visualizar en el HMI que el interruptor del grupo generador se encuentre cerrado y con potencia generada nominal.

CLIENTE: HIDROEQUIPOS Y CONSULTORIA S.R.L.		DOCUMENT N°		
PROYECTO: CENTRAL HIDROELECTRICA MANCAHUARA-GRUPO N°3		GRETEK-MCHM-OP01-2009		
	PROTOKOLO DE PRUEBAS EN CAMPO (SAT)		REVISION: 0	
	GRUPO TECNICO HILOWATT S.R.L.		Page: 4 of 11	
PROTOKOLO DE OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR-SECUENCIA DE PARADA				
GRUPO GENERADOR N°3	SUBSISTEMA: GRUPO GENERADOR N°3			
TABLERO DE CONTROL: TC-3 MCHM-NC-1	UBICACIÓN: ABANCAY, MANCAHUARA			
TIPO/MODELO: TC GRETEK PELTON V1	SERVICIO: FACILIDADES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA			
VERIFICACIÓN DE SECUENCIA DE PARADA PARA LA OPERACIÓN DEL GRUPO GENERADOR				
A. VERIFICACIÓN PREVIA				
1. VERIFICAR QUE EL GRUPO SE ENCUENTRE EN RÉGIMEN NOMINAL (CON CARGA NOMINAL)			<input type="checkbox"/>	
2. VERIFICAR QUE EL PLC SE ENCUENTRE CONECTADO AL SOFTWARE DE SUPERVISIÓN DE LA PROGRAMACIÓN			<input type="checkbox"/>	
B. SECUENCIA DE PARADA				
N°	ESTADO/ORDEN PROGRAMADO	ESTADO/ORDEN EJECUTADO	REQUIERE REPROGRAMACIÓN?	VERIFICACIÓN
1	INICIAR PARADA DESDE HMI	INICIO DE ARRANQUE	NO	OK
2	VERIFICAR POSICIÓN DE INTERRUPTOR CERRADO	VERIFICACIÓN DE POSICIÓN DE INTERRUPTOR CERRADO	NO	OK
3	ACTIVAR FUNCIÓN DE DESLASTRE DE CARGA	ACTIVACIÓN DE FUNCIÓN DE DESLASTRE DE CARGA	NO	OK
4	VERIFICAR GRUPO GENERADOR CON CARGA MÍNIMA	VERIFICACIÓN DEL GRUPO GENERADOR CON CARGA MÍNIMA	NO	OK
5	VERIFICAR VELOCIDAD NOMINAL DEL GRUPO GENERADOR MENOR AL 95%	VERIFICACIÓN DE VELOCIDAD NOMINAL DEL GRUPO GENERADOR MENOR A 95% VELOCIDAD*	NO	OK
6	ORDEN DE DESCONECTAR SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN (FINALIZAR PASO 6)	INICIO DE DESCONECCIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE TENSIÓN (PASO 6 FINALIZADO)	NO	OK
7	INICIAR TEMPORIZADOR DE CIERRE DE INYECTORES	TEMPORIZADOR INICIADO PARA CERRAR INYECTORES	NO	OK
8	ORDEN DE CERRAR INYECTORES (FINALIZAR PASO 7)	INICIO DE CERRADO DE INYECTORES (PASO 7 FINALIZADO)	NO	OK
9	INICIAR TEMPORIZADOR DE DESCONECCIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	TEMPORIZADOR INICIADO DE DESCONECCIÓN DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD	NO	OK
10	ORDEN DE APAGAR SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD (FINALIZAR PASO 9)	INICIO DE APAGADO DE SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD (PASO 9 FINALIZADO)	NO	OK
11	ORDEN DE SECUENCIA DE MANTENIMIENTO DESDE HMI	VERIFICACIÓN DE ORDEN DE SECUENCIA DE MANTENIMIENTO DESDE HMI	NO	OK
12	ORDEN DE CERRAR VALVULA PRINCIPAL (FINALIZAR PASO 10)	INICIO DE CERRADO DE VALVULA PRINCIPAL (PASO 10 FINALIZADO)	NO	OK
CHEQUEO ACEPTADO <input type="checkbox"/> CHEQUEO NO ACEPTADO <input type="checkbox"/> NO APLICABLE <input type="checkbox"/>				
DOC DE REFERENCIA N° _____				
OBSERVACIONES				
REALIZO			REVISO	APROBO
Firma, Aclaración y Fecha			Firma, Aclaración y Fecha	Firma, Aclaración y Fecha

Figura 6.8. Protocolo de parada del grupo generador.

6.2 Pruebas de modos de operación del sistema

6.2.1. Modo automático.

En el modo automático, se seleccionó el modo en el AGC y se verificaron los protocolos de arranque, sincronización y parada (Ver figuras 6.1, 6.2, 6.5, 6.8). En este modo, se debe verificar que al iniciar la secuencia de arranque desde el HMI, el grupo generador completa la secuencia de modo ininterrumpido hasta que el grupo sincronice y cierre el interruptor de generador.

6.2.2. Modo semiautomático

En el modo semiautomático, se seleccionó el modo en el AGC (Ver figura 6.9.) y se verificaron los protocolos de arranque, sincronización y parada (Ver figuras 6.1., 6.2., 6.5., 6.8.). En este modo, se verificó que al iniciar la secuencia de arranque desde el HMI, el grupo generador completa la secuencia con la asistencia de un operador, el cual dará los permisos para proceder al cierre de interruptor asistido por los equipos de sincronización (sincronoscopio, voltímetro doble y frecuencímetro doble).



Figura 6.9. Modo semiautomático del AGC.

6.3 Pruebas del sistema ante una parada de emergencia y fallas eléctricas

6.3.1. Pruebas ante una parada de emergencia.

Para realizar las pruebas ante una parada de emergencia cuando el grupo se encontraba en régimen nominal de operación (en vacío o con potencia eléctrica generada), se activó el botón de parada de emergencia ubicado en el tablero de control del sistema de control y supervisión, y se verificó que el panel de alarmas muestre la parada de emergencia activada. Además, se verificó que la velocidad del grupo generador disminuya y que la válvula principal se encuentre cerrada (Ver figura 6.10.).



Figura 6.10. Modo semiautomático del AGC.

6.3.2. Pruebas ante fallas eléctricas.

Para realizar las pruebas ante fallas eléctricas en régimen nominal (en vacío con potencia generada) se simuló las fallas eléctricas como sobrefrecuencia, baja frecuencia, sobrevoltaje y bajo voltaje. Durante la operación del grupo generador, con los comando de subir y bajar voltaje y frecuencia, se procedió a aumentar o disminuir el voltaje o la frecuencia hasta que supere o se encuentre por debajo de los valores nominales, según sea el caso. Las pruebas con el resto de fallas eléctricas se simuló con una maleta de pruebas en fábrica con protocolos certificados (Ver figura 6.11.).

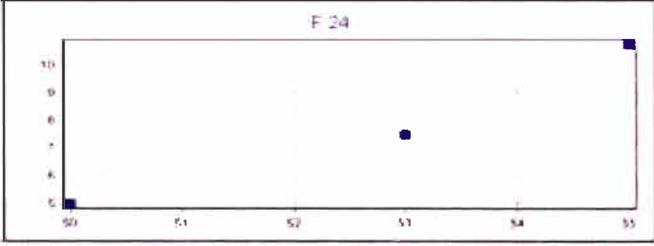
		C.H. MANCANGARA ELECTRO SUR ESTE																																																	
Header																																																			
Manufacturer : BASLER ELECTRIC Model : BE1-11g		Serial Number : E0096625																																																	
Setup date : 10/12/2009 h17.16																																																			
Operator : ANGEL ESPINOZA		Instrument : ISA CRTS																																																	
		Instrument S/N : 2006/13826																																																	
Result																																																			
V1 = 57.73 V: 0.00 * V2 = 57.73 V: 240.00 * V3 = 57.73 V: 120.00 * V4 = 0.00 V: 0.00 * V5 = 0.00 V: 240.00 * V6 = 0.00 V: 120.00 *	I1 = 0.00 A: 0.00 * I2 = 0.00 A: 240.00 * I3 = 0.00 A: 120.00 * I4 = 0.00 A: 0.00 * I5 = 0.00 A: 240.00 * I6 = 0.00 A: 120.00 * I7 = 0.00 A: 0.00 * I8 = 0.00 A: 240.00 * I9 = 0.00 A: 120.00 *	Frequency : 60.00 Hz Wop : 24.00 W Bechutime : 0.00 s CT size : Wire A1 : Open A2 : Open A3 : Open A4 : Open																																																	
Results																																																			
																																																			
Type : Etest																																																			
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Nº</th> <th>SAULT</th> <th>V1</th> <th>V2</th> <th>V3</th> <th>Time1</th> <th>Sec</th> <th>Machine</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2</td> <td>0</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>3.36006</td> <td>60</td> <td>ISA CRTS</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>0</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>3.36006</td> <td>57</td> <td>ISA CRTS</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>0</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>10.7306</td> <td>55</td> <td>ISA CRTS</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>0</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>7.4782</td> <td>53</td> <td>ISA CRTS</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>0</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>57.73</td> <td>5.0061</td> <td>50</td> <td>ISA CRTS</td> </tr> </tbody> </table>	Nº	SAULT	V1	V2	V3	Time1	Sec	Machine	2	0	57.73	57.73	57.73	3.36006	60	ISA CRTS	3	0	57.73	57.73	57.73	3.36006	57	ISA CRTS	4	0	57.73	57.73	57.73	10.7306	55	ISA CRTS	5	0	57.73	57.73	57.73	7.4782	53	ISA CRTS	6	0	57.73	57.73	57.73	5.0061	50	ISA CRTS			
Nº	SAULT	V1	V2	V3	Time1	Sec	Machine																																												
2	0	57.73	57.73	57.73	3.36006	60	ISA CRTS																																												
3	0	57.73	57.73	57.73	3.36006	57	ISA CRTS																																												
4	0	57.73	57.73	57.73	10.7306	55	ISA CRTS																																												
5	0	57.73	57.73	57.73	7.4782	53	ISA CRTS																																												
6	0	57.73	57.73	57.73	5.0061	50	ISA CRTS																																												
Conclusiones: Resultado de las Pruebas: Ok																																																			
Signature : _____		Apocua : _____																																																	
Header : Serial Number : E0096625		Print Date : 10/12/2009 17:17:06																																																	

Figura 6.11. Ejemplo de pruebas ante fallas eléctricas con maleta de pruebas eléctricas.

CAPÍTULO VII

COSTOS

7.1 Consideraciones básicas

Los costos del presente proyecto son conformados por costos de equipos, materiales para tableros eléctricos, instalación, montaje, precomisionamiento, comisionamiento y puesta en marcha. Dentro del costo de los equipos, estos incluyen su traslado desde fábricas ubicadas en diferentes partes del mundo hasta la central hidroeléctrica Mancahuara (Abancay-Perú). Finalmente, dentro de los costos realizados en la central hidroeléctrica se incluyen gastos de viajes, viáticos y otros incurridos durante el proyecto.

7.2 Costos Totales

En la tabla 7.1. se muestra el detalle de costos del proyecto y en la tabla 7.2. se muestra el resumen de los costos del proyecto en el cual se detallan las contingencias y otros gastos que comprende el proyecto.

LISTA GENERAL DE COSTOS						
PARTIDA	DESCRIPCIÓN	UND	CTD.	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	PRECIO TOTAL
01.00.00	EQUIPOS					\$ 48,064.00
01.01.00	CONTROLADOR AUTOMÁTICO DE GENERADOR (AGC) MARCA DEIF MODELO AGC 3.0 (INCLUYE MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES, ENTRADAS ANALÓGICAS)	UND	1.00	\$ 6,800.00	\$ 6,800.00	
01.02.00	CONTROLADOR ELECTRÓNICO DE VELOCIDAD MARCA SCHNEIDER MODELO XBKP62230G30E (INCLUYE TACÓMETRO)	UND	1.00	\$ 1,008.00	\$ 1,008.00	
01.03.00	PLC CON 1 MÓDULO DE EXPANSIÓN DE 8 ENTRADAS DIGITALES Y 1 MÓDULO DE EXPANSIÓN DE 8 ENTRADAS ANALÓGICAS MARCA SCHNEIDER MODELO TWD 24DRF	UND	1.00	\$ 1,500.00	\$ 1,500.00	
01.04.00	CABLE DE COMUNICACIÓN DEL PLC PARA PROGRAMACIÓN	UND	1.00	\$ 540.00	\$ 540.00	
01.05.00	ACCESORIO DEL PLC PARA COMUNICACIÓN MODBUS RTU MARCA SCHNEIDER MODELO RC	UND	1.00	\$ 50.00	\$ 50.00	
01.06.00	RELÉ DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIÓN MARCA BASLER MODELO BE1-11G	UND	1.00	\$ 6,500.00	\$ 6,500.00	
01.07.00	RELÉ DE PROTECCIÓN DIFERENCIAL MARCA BASLER MODELO BE1-CDS220	UND	1.00	\$ 5,900.00	\$ 5,900.00	
01.08.00	RELÉ DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA MARCA BASLER MODELO BE1-64F	UND	1.00	\$ 4,860.00	\$ 4,860.00	
01.09.00	CONTROLADOR DE TEMPERATURA DE 12 CANALES MARCA MINCO MODELO CT24	UND	2.00	\$ 5,790.00	\$ 11,580.00	
01.10.00	PANEL DE ALARMAS MARCA MIKRO MODELO AN120	UND	1.00	\$ 2,100.00	\$ 2,100.00	
01.11.00	ACCESORIOS DE VISUALIZACIÓN MARCA DEIF (INCLUYE VOLTIMETRO, AMPERIMETRO, SECUENCIOMETRO, HOROMETRO E INDICADORES DE POSICIÓN)	UND	1.00	\$ 1,800.00	\$ 1,800.00	
01.12.00	HMI MARCA SCHNEIDER MODELO XBTGT4230	UND	1.00	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00	
01.13.00	MEMORIA PARA REGISTRO DE EVENTOS DE HMI MARCA SCHNEIDER MODELO XBTGT128M	UND	1.00	\$ 218.00	\$ 218.00	
01.14.00	SOFTWARE DE PROGRAMACIÓN DE HMI MARCA SCHNEIDER MODELO VUEO DESIGNER 5.0	UND	1.00	\$ 2,500.00	\$ 2,500.00	
01.15.00	HUB DE COMUNICACIONES MARCA SCHNEIDER MODELO LU9GC3	UND	1.00	\$ 160.00	\$ 160.00	
01.16.00	TERMINALES DE COMUNICACIÓN MODBUS MARCA SCHNEIDER ELECTRIC MODELO RC120	UND	1.00	\$ 50.00	\$ 50.00	
02.00.00	MATERIALES PARA TABLEROS ELÉCTRICOS					\$ 5,184.00
02.01.00	GABINETE AUTOSOPORTADO 1800X600X600 mm (AltoxAchroProfundidad) de dos cuerpos. Incluye accesorios de interconexión, portaplanos, tapas laterales, zócalos, barra a tierra, luminaria y accesorios mecánicos de instalación Marca RITTAL modelo TSB	UND	1.00	\$ 3,000.00	\$ 3,000.00	
02.02.00	Borneras terminales de 4mm, incluye separadores y marcadores de	UND	400.00	\$ 1.30	\$ 520.00	
02.03.00	Interruptores termomagnéticos 2x5A, 2x10A, 3x20A (varios)	GLB	1.00	\$ 550.00	\$ 550.00	
02.04.00	Relays tipo Miniatura 5A	GLB	1.00	\$ 360.00	\$ 360.00	
02.05.00	Fusibles Pararrayos	GLB	1.00	\$ 467.00	\$ 467.00	
02.06.00	Canaletas, Riel Din y otros	GLB	1.00	\$ 267.00	\$ 267.00	
03.00.00	MATERIALES DE INSTALACIÓN					\$ 2,266.00
03.01.00	CABLE DE INSTRUMENTACIÓN, POR 4 PARES TRENZADO PARA SEÑALES DIGITALES Y ANALÓGICAS. CABLE DEL TIPO SWA 1X(12X16AWG)	MTS	40.00	\$ 22.00	\$ 880.00	
03.02.00	CABLE DE INSTRUMENTACIÓN, 01 TRIADA PARA SEÑALES DIGITALES Y ANALÓGICAS PARA CONEXIONADO DE INSTRUMENTOS DE CAMPO. CABLE DEL TIPO SWA 1(1T X 16 AWG) OS.	MTS	30.00	\$ 6.50	\$ 195.00	
03.03.00	CABLE DE FUERZA PARA SEÑALES CABLE DEL TIPO THW 16 AWG.	ML	300.00	\$ 2.10	\$ 630.00	
03.04.00	CABLE PARA INTERCONEXIÓN DE TIERRA DE BORNERS Y EQUIPOS TIPO AWG 14	ML	50.00	\$ 1.60	\$ 80.00	
03.05.00	CONDUIT PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS TIPO RGS. Ø1/2" PARA TRAMOS DISCONTINUOS.	ML	20.00	\$ 2.30	\$ 46.00	
03.06.00	FERRERÍA, SOPORTERÍA, BUSHING, ACCESORIOS Y CONSUMIBLES	GLB	1.00	\$ 435.00	\$ 435.00	
04.00.00	TRABAJOS DE MONTAJE, INSTALACIÓN Y CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN - EQUIPOS					\$ 6,880.00
04.01.00	MONTAJE, INSTALACIÓN Y COMISIONAMIENTO DE SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN	UND	METRADO	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	
04.02.00	MONTAJE, INSTALACIÓN Y CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DEL TABLEROS DE CONTROL Y SUPERVISIÓN. INCLUYE PRUEBAS	GLB	1.00	\$ 3,500.00	\$ 3,500.00	
04.03.00	CABLEADO TOTAL DEL TABLERO DE CONTROL Y SUPERVISIÓN.	GLB	1.00	\$ 1,250.00	\$ 1,250.00	
04.04.00	INSTALACION DE CABLES DE INTERCONEXIÓN ENTRE EL TABLERO DE CONTROL Y GRUPO GENERADOR	GLB	1.00	\$ 410.00	\$ 410.00	
04.05.00	DISEÑO Y CONFIGURACION DE LA PROGRAMACIÓN EN EL PLC Y HMI	GLB.	1.00	\$ 1,500.00	\$ 1,500.00	
05.00.00	PRECOMISIONADO Y COMISIONAMIENTO + PUESTA EN MARCHA					\$ 6,880.00
05.01.00	PRECOMISIONADO DE INSTRUMENTACIÓN	UND	METRADO	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	\$ 2,260.00
05.01.01	CHECK LIST DE MONTAJE DE INSTRUMENTOS	GLB	1.00	\$ 350.00	\$ 350.00	
05.01.02	CHECK LIST DE CONTINUIDAD	GLB	1.00	\$ 510.00	\$ 510.00	
05.01.03	CHECK LIST - VERIFICACIÓN DE CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTOS	GLB	1.00	\$ 600.00	\$ 600.00	
05.01.04	CHECK LIST DE PROTOCOLO DE PRUEBAS EN FÁBRICA (FAT)	GLB	1.00	\$ 800.00	\$ 800.00	
05.02.00	COMISIONAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	UND	METRADO	PRECIO UNITARIO	PRECIO PARCIAL	\$ 4,620.00
05.02.01	PRUEBAS OPERATIVAS DEL SISTEMA	GLB	1.00	\$ 540.00	\$ 540.00	
05.02.02	PRUEBA DE CONFIGURACIÓN Y SETEO DE VARIABLES	GLB	1.00	\$ 590.00	\$ 590.00	
05.02.03	PRUEBA DE VERIFICACIÓN Y RECEPCIÓN DE SEÑALES A PLC	GLB	1.00	\$ 890.00	\$ 890.00	
05.02.04	PRUEBAS OFF LINE DEL SISTEMA	GLB	1.00	\$ 450.00	\$ 450.00	
05.02.05	PRUEBA DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN (LECTURA DE VARIABLES EN PANTALLA)	GLB	1.00	\$ 800.00	\$ 800.00	
05.02.06	PRUEBAS DE INTERCONEXIÓN DEL SISTEMA AL S.E.I.N.	GLB	1.00	\$ 900.00	\$ 900.00	
05.02.07	OPERACIÓN DEL SISTEMA CON OPERADORES	GLB	1.00	\$ 450.00	\$ 450.00	

Tabla 7.1. Detalle de costos del proyecto.

COSTOS TOTALES		
ITEM	DESCRIPCIÓN	MONTO (US\$)
A	EQUIPOS	\$ 48,064.00
B	MATERIALES PARA TABLEROS ELÉCTRICOS	\$ 5,184.00
C	MATERIALES DE INSTALACIÓN	\$ 2,266.00
D	TRABAJOS DE MONTAJE, INSTALACIÓN Y CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN - EQUIPOS	\$ 6,660.00
E	PRECOMISIONADO Y COMISIONAMIENTO + PUESTA EN MARCHA	\$ 8,880.00
F	TRANSPORTE DE MATERIALES	\$ 5,551.40
G	TOTAL DE COSTOS DIRECTOS	\$ 74,605.40
H	GASTOS DE IMPREVISTOS	\$ 7,460.54
I	GASTOS DE IMPREVISTOS	\$ 7,460.54
G+I	SUBTOTAL (NO INCLUYE I.G.V.)	\$ 82,065.94

Tabla 7.2. Resumen de costos totales del proyecto.

7.3. Ahorro generado por la utilización del Sistema de Control y Supervisión.

El ahorro anual que se espera obtener una vez finalizado la implementación y puesta en marcha del sistema de control y supervisión se presenta en la tabla 7.3. mostrado a continuación.

AHORRO ANUAL	
Costo de la Energía por Kw-h (\$)	3.1
Costo del sistema de control y supervisión con respecto al costo total del proyecto (%)	5
Producción extra de energía con respecto al sistema de operación manual (Kw-h)	576000
Ahorro anual (\$)	89280

Tabla 7.3. Ahorro anual del sistema de control y supervisión.

Cabe resaltar que el ahorro es un porcentaje del ahorro total del proyecto al cual pertenece el sistema de control y supervisión (cinco por ciento del total), el

costo de la energía ha sido proporcionado por la compañía ELSE (Electro Sur Este S.A.A.) y el ahorro del sistema es calculado principalmente con respecto a la utilización de un sistema de operación manual.

7.4. Período de retorno de inversión.

Antes de ejecutar el presente proyecto, se evaluó el tiempo que tomará la recuperación de la inversión, la cual se resumen en la 7.4. mostrado a continuación.

TIEMPO DE RETORNO DE INVERSIÓN (TIR)					
Periodo (Trimestral)	0	1	2	3	4
Inversión	\$82,065.94	\$82,065.94	\$82,065.94	\$82,065.94	\$82,065.94
Mantenimiento y Operación		\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00	\$2,500.00
Ahorro		\$22,320.00	\$22,320.00	\$22,320.00	\$22,320.00
Pendiente por recuperar	\$82,065.94	\$82,065.94	\$62,245.94	\$42,425.94	\$22,605.94
Saldo por recuperar	\$82,065.94	\$62,245.94	\$42,425.94	\$22,605.94	\$2,785.94

Tabla 7.4. Período de retorno de inversión.

Como se observa en la tabla 7.4., la recuperación del capital se da en el cuarto trimestre. Por ende a partir del año ya podemos generar ahorro en beneficio de la empresa generadora de energía eléctrica.

CONCLUSIONES

1. Se realizó la implementación del Sistema de Control y Supervisión para el Grupo Generador N°3 de 1600 Kw en la Central Hidroeléctrica Mancahuara, utilizando un Sistema de Control compuesto por un controlador principal de grupo generador (AGC) y un controlador lógico programable (PLC) auxiliar de secuenciamiento e integrando los equipos de medición, control y protección hacia un Sistema de Supervisión, logrando la interconexión del grupo generador al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) obteniendo una potencia generada de 1500 Kw y un factor de potencia de 0.98.
2. En el régimen de operación en vacío, el sistema de control y supervisión logró controlar las tres variables principales para lograr la sincronización del grupo generador: la frecuencia dentro de un rango de 59.8 y 60.2 Hz, el voltaje del grupo generador dentro del 10% cercano al voltaje del bus del SEIN y mantener una secuencia de fases cercano al que posee el SEIN.
3. El Sistema de Control y Supervisión logró que en el régimen de operación en paralelo al SEIN se pueda mantener un factor de potencia de 0.98 regulando tanto la potencia activa como la potencia reactiva del grupo generador, el cual es el requisito principal para que el grupo generador pueda interconectarse al SEIN.

4. El sistema de supervisión permitió la visualización de los parámetros eléctricos y variables del grupo generador en tiempo real a través del interfaz humano máquina (HMI), actualizándose los valores mostrados en menos de un segundo y registrándose los mismos en la memoria del HMI.
5. El sistema de supervisión generó las alarmas y eventos del grupo generador durante las pruebas de parada de emergencia y parada normal realizada al mismo de manera satisfactoria, logrando identificar el evento, la hora en la cual se realizó la ocurrencia y el equipo del sistema que generó el evento mencionado.
6. Los softwares de programación tanto del HMI como del controlador lógico programable (PLC) permitieron visualizar en tiempo real el cumplimiento de las lógicas de secuenciamiento del grupo generador e identificar posibles errores y ajustes para su posterior corrección. En este caso se identificó que el regulador de velocidad en una primera instancia no estuvo ajustado para un óptimo desempeño ya que permitía que el grupo generador alcance una sobrevelocidad mayor al 30%, el cual fue ajustado nuevamente para permitir que el grupo generador opere de manera satisfactoria.

RECOMENDACIONES

1. La consideración de un mayor número de entradas y salidas digitales de reserva en el PLC auxiliar de secuenciamiento permitiría en un futuro la posibilidad de una ampliación que integre otros servicios no considerados en el presente proyecto y ahorrar costos en futuros proyectos de ampliación.
2. La adquisición de un conversor de comunicaciones entre protocolos Ethernet a Modbus RTU es recomendable con la finalidad de integrar el Sistema de Control y Supervisión hacia un Centro de Control Remoto, lo cual permitiría a los niveles administrativos supervisar las operaciones de la Central Hidroeléctrica Mancahura y tomar decisiones de manera rápida, eficaz y eficiente.
3. Se recomienda mejorar los formatos de verificación de la implementación del Sistema de Control de acuerdo a las necesidades futuras en busca de elevar la calidad y los estándares de fabricación e implementación.
4. Se sugiere mejorar las comunicaciones con el cliente, y en especial, con el usuario final del Sistema de Supervisión en lo que respecta a las recomendaciones y opiniones acerca de la elaboración de las pantallas del usuario a fin de que éstas sean amigables y facilitar la operación del grupo generador.

BIBLIOGRAFÍA

1. Paraninfo, Centrales Hidroeléctricas I: Conceptos y componentes hidráulicos. España: Paraninfo, 1994.
2. Mandado Pérez, Enrique, Controladores lógicos y autómatas programables. México: Alfaomega, 1999.
3. KATSUHIKO, Ogata. Ingeniería de Control Moderna. México: Prentice Hall, 1998.
4. TECSUP, Controladores Lógicos Programables I. Especialización en Instrumentación y Control Industrial. Lima, 2010.
5. TECSUP, Redes Industriales I. Especialización en Instrumentación y Control Industrial. Lima, 2012.
6. GARCÍA VARGAS ARTURO – Guía para la rehabilitación y repotenciación de centrales hidroeléctricas con más de 30 años de operación – Universidad Nacional de Ingeniería– 2008 (Tesis de Titulación Profesional).

ANEXOS

ANEXO A.1: CONTRATO

CONTRATO DE SUMINISTRO DE SISTEMA DE PROTECCION Y CONTROL GRUPO 3 C.H. MANCAHUARA

Conste por el presente documento de valor legal que celebran por una parte **Hidroequipos Consultoria y Obras Srl.** representado por el ing. Arturo Ordóñez Delgado con domicilio fiscal en Gamarra 12-T Cusco que se denominara **HIDROEQUIPOS o EL CONTRATANTE** y por otra parte **Grupo Técnico Kilowatt SRL.** representada por el Sr. Alfonso Galbani Mera con domicilio fiscal en Av. Republica de Chile 271 Of. 301 que se denominara **GRETEK o EL CONTRATISTA**

OBJETO DEL CONTRATO

El presente contrato tiene por objeto el suministro de un Sistema de control y protección para el grupo Nro. 3 de la central Hidroeléctrica de Mancahuara, según términos del presente contrato.

PRIMERO

GRETEK suministrara el sistema de control y protección del G3 de 1,600 Kw. C.H. Mancahuara según la información proporcionada por Hidroequipos como requerimiento del sistema de control y la oferta G445A-09 del 30/9/09 de GRETEK, estos documentos son parte del presente contrato.

El sistema de protección será desarrollado íntegramente por GRETEK y utilizara los equipos que representa como Basler, Deif etc y comprende dos paneles con un PLC de control general, sistema de protección multifunción y relees complementarios, sistema de sincronización automática y manual, tablero de fallas, analizador de redes, panel de operación y monitoreo, control de temperaturas, con conexiones RS-485, comunicación Modbus con comunicaciones a PC según el detalle siguiente :

- Dos paneles autosoportados de 0.6x0.6x1.80 m. con el siguiente equipamiento :
- 1 UN PLC Twido Schneider 24 Vdc. Y su corresp. Conversor 110/ 24 Vdc..
- 1 UN Panel de operación de monitoreo y control HMI
- 1 UN Control automático de generación DEIF MOD. AGC para "turbina hidráulica"
- 1 UN Rele de protección multifunción Basler mod. BE1-11g modbus y DNP 3.0
- 1 UN Rele diferencial Basler BE1-CDS220
- 1 UN Rele de supervisión de sincronismo mod. CSQ-3 DEIF
- 1 UN Brazo de sincronización manual con conmutador de operación automático/manual integrado al tablero
- 1 UN Rele de falla a tierra Basler mod. BE1-64F
- 1 UN Rele protección de temperatura Minco CT-224 12 canales modbus (2 equipos de 12 salidas cada uno)
- 1 UN Analizador de redes Shark100 marca Electro Industries con comunicaciones Modbus y DNP 3.0
- 1 UN Panel de alarma MIKRO 20 Puntos con comunicaciones Modbus, (incluye alarma sonora y luminosa)
- Ajuste de tensión, velocidad, activación sincronismo, apertura/cierre interruptor, parada emergencia, reset de fallas.
- Comunicación vía PC de control local y remota incluye el Software (excepto la PC.)
- Comunicaciones mediante Modbus y DNP 3.0 con conexiones RS-485 y RS-232

La fabricación de los paneles o celdas autosoportados serán de la mejor calidad y contarán con un acabado según normas.

Queda establecido que Gretek garantiza la buena operación de los equipos a la altura de 3,200 msnm. Que se ubica la C.H. Mancahuara.

SEGUNDO

GRETEK suministrará al contratante todos los diagramas, catálogos de todos los equipos por duplicado, y se efectuará una prueba de maleta de pruebas ISA en talleres del contratista, y dará una capacitación básica al personal del contratante.

TERCERO

Queda establecido que el sistema de control y protección ofertado por Gretek, es equivalente a lo solicitado en función al requerimiento del Contratante con la información técnica alcanzada y está completo. En el caso que se presenten aspectos no considerados, estos serán asumidos íntegramente por Gretek, salvo peticiones expresas de adicionales por parte del contratante los cuales serán presupuestados.

CUARTO

Hidroequipos podrá constatar el avance de los trabajos y suministro de equipos que Gretek realice para el cumplimiento del contrato en los talleres de Gretek, y el contratista le dará las facilidades y las explicaciones del caso, previa coordinación entre las partes.

QUINTO

El costo pactado es de **US \$ 135,500 + Igv**. Pagaderos del siguiente modo.

Adelanto a la firma del contrato 50%	US \$ 67,750.00 inc IGV
Saldo contra entrega del sistema de control y luego de las pruebas 50%	US \$ 67,750.00 inv IGV

SEXTO

El plazo de entrega es de 112 días calendario, contados a partir de la entrega del adelanto.

SEPTIMO

En caso que el contratista se exceda del plazo de entrega se le aplicará una penalidad de \$ 320 por cada día retraso. Si el retraso es mayor a 15 días la penalidad será \$ 500 por día y se aplicará desde el primer día de retraso. Igual penalidad se le aplicará al contratante si se demora en el pago.

OCTAVO

GRETEK efectuará un servicio post venta consistente en dos (02) visitas semestrales a la central Mancahuara el primer año de operación, previa coordinación con el cliente. Como parte del presente contrato.

NOVENO

En caso sea necesario contratar los servicios de Gretek en el futuro, estos serán de acuerdo a los costos de personal y viaje según la oferta G445-09 del 30/9/09 de GRETEK,

DECIMO

Gretek da una garantía por el sistema de protección y control del G3 C.H. Mancahuara de 2 años a partir de la puesta en operación de los equipos. Por los equipos y el diseño del sistema de control y protección.

DECIMO PRIMERO

En caso de existir controversias que no puedan resolver, ambas partes acuerdan que se someterán a un arbitraje de la cámara de comercio de Lima.

Las partes en señal de aceptación y sin que exista dolo u omisión, suscriben el presente contrato a los 6 días del mes de Octubre del 2,009

Lima, 6 de Octubre del 2,009

CONTRATANTE

Ing. Arturo Ordóñez
Hidroequipos Srl.

CONTRATISTA

Ing. Alfonso Galbani
GRETEK SRL.

**ANEXO A.2: EXPEDIENTE TÉCNICO DEL
REQUERIMIENTO**

Mancahuara Hydropower Station 1×1600kW

Technical Agreement

**The technology agreement
1×1600KW Mancahuara**

Content

- 1. **General Principles**.....4
- 2. **Basic Data of the Station**.....5
- 3. **Hydraulic Turbine**.....6
- 4. **Hydraulic Generator**..... 9
- 5. **Governor**..... 12
- 6. **Silicon- Control Excitation System**.....16
- 7. **Inlet Valve**.....18
- 8. **Automatic Component**.....19

1 General Principles

1.1 This Technical agreement is instituted according to the following criterion. The design, manufacture, delivery, inspection and acceptance of the whole set and its auxiliary equipment must be based on the following criterions:

- GB/T15468-2006 *Fundamental Technical Requirements For Hydraulic Turbines*
- GB/T10969-1996 *Specifications For Water Passage Components Of Hydraulic Turbines*
- GB7894-2001 *Fundamental Technical Specifications For Hydro Generators*
- GB8564-88 *Specification Installation Of Hydraulic Turbine Generator Units*
- JB1270-85 *Specification For Shaft Forgings For Hydraulic turbines And Hydraulic generators*
- GB11352-89 *Carbon Steel Castings For General Engineering Purposes*
- GB7233-87 *Methods For Ultrasonic Testing And For Specifying Quality Levels Of Steel Castings*
- GB150-89 *Steel Made Pressure Vessel*
- GB/T9652.1-1997 *Specifications Of Governors And Pressure Oil Supply Units For Hydraulic Turbines*
- JB755-87 *General Requirements For Rotating Electrical Machines*
- JB10585-89 *Fundamental Requirements Of Excitation Systems For Medium And Small Synchronous Machines*
- GB/T14478-93 *Fundamental Technical Requirements For Large And Medium Inlet Valves Of Hydraulic Turbine*
- GB191-90 *Packing And Transportation Sign*
- JB/T8660-97 *Specification Of Package, Transportation And Storage For Electro-Hydraulic Machine Set*
- JB/DQ1428-88 *Product Quality Classify Of Mid-Small Size Turbine*
- JB/DQ1383-88 *Product Quality Classify Of Mid-Small Size Turbine Governor Oil Pressure Device*
- JB/DQ3467-88 *Product Quality Classify Of Mid-Small Size Turbine Generator*
- JB/DQ3468-88 *Product Quality Classify Of Mid-Small Size Turbine Generator Excitation Device*

2. Basic data of the station

2.1 The basic data and the parameter of the station

2.1.1 Climatic Condition

The elevation of the station: 3400M.

Ambient temperature: Min -2°C / -20°C , Max $?$ °C. Humidity: ?

2.1.2 The design parameter of the station:

The design head: 248.0m

Single-unit Capacity: 1600 kW

Penstock Tube diameter: ? mm

3. Hydraulic Turbine

3.1 The basic technology regulations and the primary parameter of the turbine

Turbine model	CJA475-W-105/2×9
Type	horizontal, two nozzles, Pelton type turbine with 2 jets
Turbine output	1702.1kW

Rating head	248m
Rating discharge	0.786m ³ /s(method of measurement of flow: ultrasonic)
Revolving speed	600r/min
Runaway speed	1080r/min
Rotated direction	clockwise seen from the excitation direction
Model of inlet valve	JZH-00/Φ500×4

3.2 The basic technical guarantee

3.2.1 Guarantee of output and efficiency

At the water head (Hr)=248 m, the highest efficiency of the turbine model must be not less **than 89.5 %**.When running at our design head and the upwards head, it's guaranteed that the turbine's rated output is 1.1 times of itself.

3.2.2 model efficiency value at different head and output

Head(m)	Rating percentage of the output				
	50%	70%	80%	90%	100%
248	89.5	90.0	89.9	89.6	89.5

Thinking of that the output of the unit is small, we guarantee the output of the real unit may got a revising range of about $\pm 0.7\%$

3.2.3 Guarantee of the stability

When the rating speed is 600r/min, and in the scope of the whole station's running head, also the load is between 25%~110% of the turbine's output, the turbine can have a safe and stable work-operation. Even in the running without load, the turbine can also ensure a safe and stable work-operation.

3.2.4 Guarantee of the cavitation and the abrasion:

In the scope of the stated water quality, characteristic of sand, water head, and the output, the basic running time is 8000 hours from the started time, and the total time that the output is less than the 25% guarantee output will not be more than 800 hours,, also the time which the output is more than the guarantee output will be not more than 100 hours. Under the said situation , the limited value of the cavitation is like this:

The biggest depth of the cavitation will not be more than 2.0mm.

The biggest area of the cavitation will not be more than 110cm²

The biggest volume of the cavitation will not be more than 20cm³

3.2.5 Guarantee of the adjustment

Close time of the servomotor of the governor $T \leq 2.0$ s:

Set's rotate speed raise rate $B \leq 40\%$:

Pressure's raise rate $\zeta \leq 20\%$

3.2.6 Guarantee of the noise

During normally running, the unit should not have exceptional noise. Test is according to the GB10069.1-88 standard, the noise should not be bigger than 85dB (A) in the one meter distance to the access door.

3.2.7 Guarantee of the turbine's dependability

In the running condition which regulated by the agreement, the interval of major services heavy repairs of the turbine should not be less than 5 years, the continuous running time should not be

less than 20,000 hours, and the normal using time should not be less than 40 years.

3.3 The technical condition and quality guarantee of the turbine's structure

3.3.1 The general structure of the turbine

- 1) Horizontal, Pelton type turbine with 2 jets
- 2) The runner can be easily disassembled without touching the generator, and there is bolt and flying rings on the main parts for easy lifting and assembly.
- 3)

3.3.2 The runner

- 1) The runner is with integrally casting structure; every vane will have an individual flaw deflection of magnetic powder and an ultrasonic inspections. With the shovel milling to ensure the vane's structure complies with the requirement of the drawing and rated regulations.
- 2) The surface roughness of the runner and the dimension of vanes must comply with the requirement of the GB10969—1996 "flowing component technical term of water turbine. The coarseness of the runner's turbine". The surface roughness of the runner must be under 3.2.
- 3) After the casing, the runner must have a anneal treatment, and then get a static-balance test when it passes the test.
- 4) The material of the runner is ZG06Cr13Ni4Mo stainless steel.
- 5) The runner must comply with the GB/T10969—1996 "flowing component technical term of water turbine". The static -balance test of the runner is performed at the factory.

3.3.3 Housing

The material of the housing is Q235—A jointing armor plate.

After the preassembled well of housing and nozzle, the housing and nozzle is put to positioned pin. The shell is set up with observation hole for examination. The housing is equipped with bounce-back braking nozzle and pipeline of natural and compulsory gas-supply

3.3.4 The nozzle assemblage

- 1) The nozzle and the needle are made of 2Cr13 stainless steel. The chemical component and the mechanical capability of the material is according to the correlative national standard. The surface of the needle is made the nitrogen treatment, HV \geq 650, depth 0.2—0.3mm.
- 2) The control system of the needle is the computer cell. When the deflector's position is at total open and total close, the needle's displacement is controlled by the sensor which transits the signal to the governor.
- 3) The needle is structured with the oil-handling, no spring, and there is no block phenomenon in the whole operation process.
- 4) When the needle is closed, the clearance must comply with the national or the ministry's regulation. When at the rated head, and the needle is totally closed, the leakage of the water in the new unit must be zero.
- 5) The deflector should have a magnetic powder test.
- 6) The material of the inlet tube is Q345.
- 7) The linking copper pipeline from governor to the turbine uses $\Phi 18 \times 2$.

3.3. 5 Assemblage, test and check and acceptance of the turbine

- 1) The dimension, tolerance, and precision of every part of the turbine must comply with the requirement of the national standard and the drawing, and have a strict checking record. The major parts' chemical components and mechanical capability must comply with the national standard, and can show the material certification or the checking report. The checking record and the certification should be supplied to the buyer with the equipment.

- 2) Every bolt and the firmware of the turbine should have anti-rust treatment.
- 3) Every component of the turbine should be assembled at the factory in advance or checkout according to dimension. The pressured parts should get the pressure test which comply with the national standard GB8564—88 at the factory if they can, and should last for 30 minutes without leakage.
- 4) Every part of the turbine can only leave the factory only if it passes the inspection complying with the requirement of the national standard.
- 5) 8 Wedge boards must be supplied for the installation.

4. Chapter Four: the Hydraulic Generator

4.1 Capability guarantee of the hydraulic generator

4.1.1 The primary parameter

Model	SFW1600-12/1730 (Pelton)
Rating capability	1600KW/2000KVA
Rating voltage	4160V
Rating power factor	0.8 (lag)
Rating current	183.3A
Rating speed	600 r/min
Runaway speed	1080 r/min
Rating efficiency	60Hz
Excitation current	?A
Excitation voltage	?V
Connection mode	Y
Insulation class	F class
Excitation	static SCR excitation
Rotate direction	clockwise seen from excitation to the generator

4.1.2 The primary parameter and the capability guarantee

4.1.3 Efficiency: When the generator at the rated capacity, rated voltage, rated speed, and the rated power factor, its efficiency guarantee value is $\geq 94.0\%$.

4.1.4 Insulation and temperature rise

- 1) Insulation class of the coil. Stator, rotor and the stator core all use the F class insulation.
 - 2) Temperature rise/temperature
- A. Under the rated working condition, temperature rise limited value of parts of generator is indicated as the following table:

Item	Ways of check	temperature rise (K)
Stator winding	Embed temperature checking between loops	80
Rotor winding	Resistance method	90
Stator core	Temperature checking method	80
Slip ring	Thermometer method	70

B. The cooling system of the generator is the pipeline aeration.

C. The highest temperature of the bearing: $\leq 65\text{ }^{\circ}\text{C}$

D. The bearing is using the inner circle, double water-cooling with self-lubrication. The shaft tile is using the spherical tile.

4.2 The capability and structure characteristic of the generator

4.2.1 The structure characteristic of the generator

- 1) The generator is horizontal shaft, with two pivots (Pelton). The cooling system of the generator is the pipeline aeration. Generator is made up of stator, rotor, front and back bearing, front end and back end cover, and the baseplate.
- 2) When checking in 1m to the baseplate, the noise of the generator should not exceed 90dB. Stator is made up of housing, core, winding and etc. The housing is jointed with armor plate. Stator steel core uses sector folding-press clashed by non-oriental silicon steel piece of 50W310 high grade cold roll steel.
- 3) The rotor gets sufficient mechanical intensity from its structure, and the material of the shaft is 45A forged steel with high quality, every shaft pathway is well-used for improving the safety coefficient of the critical rotation speed rigidity. After the correct heat treatment and the fine machining, the main shaft can endure the stress produced by the worst severe working conditions (including the runaway and the short circuit). The critical rotation speed of the main shaft is 25% higher than the runaway speed. And there is a fan on the rotor.
- 4) The front and the back bearing all are all inner-circle self-lubricated bearings, which can endure the radial and the shaft force produced in any running condition. The bearing has appropriate seal and the material of the tile is Babbitt metal.

4.2.2 The capability requirement of the generator:

- 1) The generator allows the method of improving the power factor to increase the power into rated power.
- 2) Every part's structural intensity can endure that in 5 minutes runaway running without distortion. When governor system is working well, the generator is allowed to merge electricity net after load rejection without checking.
- 3) Every part's structural intensity can endure three phases sudden short circuit but not happen without causing a bad distortion when 105% rated rotated speed and no-load voltage equal to 105% rated voltage for 3 seconds.
- 4) Generator stator coil connects in normal operation with no-load, rated voltage and rated rotating speed, the wave sine aberrance rate of line voltage is not more than 5%, the THF (Total harmonic Factor) of line voltage is not more than 3%.
- 5) When the generator is working with the asymmetry system, if any phase current is not over the rated current and the ratio between negative subsequent current and rated current is less than 12% , Under these two conditions, the generator can work for a long time.
- 6) When the generator is working with the asymmetry system under the accident circumstance, the amass $(I_2/I_n)^2 \times t$ is less than 40s: the square $(I_2/I_n)^2$ of the ratio between negative current weight (I_2) and rated current (I_n), times the allowable asymmetry operation time $t(s)$.
- 7) Under the follow conditions, the generator can output the rated capability:
 - When at rated rotate speed and rated power factor, the deviation between voltage and its absolute rated value would not exceed $\pm 5\%$.
 - When at the rated voltage, the deviation between frequency and its absolute rated value would not exceed $\pm 1\%$.
 - When voltage and frequency both have a deviation (both would not exceed $\pm 5\%$ and $\pm 1\%$), and the two deviations are not the same as positive, the absolute value of voltage and frequency would not exceed $\pm 5\%$.

- When the deviation of voltage and frequency have exceeded the said regulated value, but can still run normally, the output power has a limitation that the excitation current would not exceed the rated value, and the stator current would not exceed 105% of the rated value. Generator stator coil can endure industry frequency and endured voltage $2 \times U_n + 1000V$ magnetic pole coil can endure 10 times rated excitation voltage, and insulated.
- 8) Generator stator winding can endure industry frequency and endured voltage $2 \times U_n + 1000V$ magnetic pole winding can endure 10 times rated excitation voltage but no less than 1500V, and insulated but not breakdown.
- 4.3 Temperature measurement of generator stator uses XMD (Pt100) multiple dots circuit digital monitor.
- 4.4 Supply 8 wedge plates for installation and adjustment.

5 Governor

5.1 Model , the primary parameter , technology requirement and quality guarantee.

The governor is a PLC computer governor which puts PID regulation law as the basis. It can automatic/manual open and close the unit at close or far distance or, and switch off at the accidental time. And the governor is a digital-valve model, computer control governor.

The governor computer controls the needle and deflector with rotate speed signal, feedback signal, frequency-difference , artificial instruction and etc through magnification to the hydraulic system.

model: CJWT—PLC—2

5.2 The primary parameter

Scope of the adjustment	$f = 10 \sim 100 \text{HZ}$
Non-action time of deflector	$< 0.5 \text{sec}$
Respond time	$t = 30 \text{msec}$
Frequency distinguish rate	0.002HZ
Eternity coefficient adjustment range	$B_p = 0 \sim 10\%$
Transient coefficient adjustment range	$B_t = 0 \sim 220\%$
Amortized time constant adjustment range	$T_d = 0 \sim 25 \text{sec}$
Differential coefficient time constant adjustment range	$T_n = 0 \sim 2 \text{sec}$
Proportion plus	$K_p = 0.3 \sim 20$
Integral plus	$K_i = 0 \sim 20 / \text{sec}$
Coefficient plus	$K_d = 0 \sim 2.5 \text{sec}$
Range of frequency	$F_r = 50 \pm 5 \text{Hz}$
Range of power	$P_c = 0 \sim 100\%$
Opening limited range	$0 \sim 100\%$
Artificial failure zone range	$i_e = \pm 0 \sim 0.9 \text{HZ}$
Non-linearity degree of static characteristic curve	$\leq 5\%$
Rotated speed dead zone	$\leq 0.05\%$
Rotated speed swing relative value	$< 0.25\%$
Operation oil pressure	$P_g = 4.0 \text{Mpa}$
Model of the oil	L—TSA46(GB11120—89)
Power supply	AC: 220V DC: 220V/50HZ
Oil pressure device	0.3m^3

5.3 Capability of the governor:

5.3.1 The power supply is using AC220V, DC220V/60HZ.

5.3.2 End signal is voltage value of residual voltage frequency measurement 0.3—110v; electricity net voltage 5—110v

5.3.3 Function of adjustment:

- 1) Manual adjustment:
- 2) Frequency adjustment (make the unit can keep stable at the pre-set frequency automatically, and the stipulated value is $\pm 0.5\text{Hz}$)
- 3) Power adjustment
- 4) Adjustment according to water level
- 5) Frequency automatic follows (when the generator apposes, it can follow the electricity net frequency quickly and shorten the apposed time)
- 6) Automatic correction function
- 7) Restricted function: electric restricts any opening, and make generator unit work in the pre-set state
- 8) Electric feedback revert mechanism between the governor and needle relay, which can switch manually or automatically
- 9) Computer serial communication function, collocated communication interface RS485
When there is something wrong with the rotated speed signal, the governor can make the needle keep the operation position, and work stable. Control panel used 5.7 inch LCD (English and Chinese display) control panel used 5.7 inch LCD (English display)

10) Automatic adaption function

The governor should have good ability of automatic adaption in order to improve the adjustment. It should regulate the adjustment parameter and controlled structure according to the working condition to adjust with best parameter and best controlled structure in any working condition.

5.3.4 The governor uses the micro controller unit, which has the function to diagnose and checking, non-disturb switch between manually and automatically. When there is something wrong with the micro controller unit, it can make the governor to let the turbine unit to work in original condition.

5.3.5 This turbine unit uses complete micro monitor automatically, the governor should have the micro controller unit interface to receive the instruction from the monitor micro controller unit, and offer the operation parameter of the monitor micro governor and the signal of operation condition.

5.3.6 Governor signal uses measurement frequency of unit end residual voltage. Frequency measurement voltage is AC 0.3-110V. Frequency loop uses advanced impulse frequency measurement loop in order to improve the adjustment sensitivity, and speed up the follow loop of setup frequency.

5.3.7 The governor ensures that the unit work is stable in any working condition and any method. The governor can adjust the unit work stable to the zero-load opening working condition, when the turbine unit works well for internal parts but malfunction and rejection load of external part of unit. In no-load working condition, it ensures the rotated speed swing value is $\pm 0.25\%$

5.3.8 The governor must have enough power and capacity; it can ensure the unit stops working

normally in any operation condition when the oil pressure set is at the low oil pressure state of accident.

5.3.9 In order to satisfy the test and operation, the electric cubicle of governor should be equipped with the button that satisfy switch on-off, increase-decrease power and load and return buttons of urgent switch-off any incident.

5.3.10 The current output of needle sensor: 4—20mA, it has 2 pieces for each unit, uses waterproof, damp-proof model. Deflector uses switch control with 4 OMRON travelling switches.

5.4 The key parts configure list

Components	Name	Specification	Producer	Remark
controller	PLC controller	FX2n	Mitsubishi	
	stable voltage power	T-50C、S145-24、S-35-24	Mingwei, Taiwan	
	relay	Omron	Omron	
	button	IDEC	IDEC	
	Touch screen	GOT940(5.7")	Mitsubishi	English and Chinese display
Digital valve	Digital valve	navigation	Shanghai navigation Co., Ltd	
sensor	sensor	Fuxin	Shenyang Buxin	
Tray cubicle	Tray cubicle		Shanghai xiangming	

6 Silicon- control excitation system

6.1 Model , primary parameter , technology requirement and quality guarantee.

Generator excitation loop uses micro controllable silicon excitation method where unit and excitation transformer supply electricity. Controllable silicon commute set uses three- phase complete controlled bridge.

Excitation adjuster is equipped with micro controller unit is whole-digital model, which ensures the safety operation of excitation system. The system has the interface of micro controller unit to receive the control instruction from monitor micro controller unit, and feedback the data to the monitoring micro controller unit.

Model of the excitation system: KLSF-PLC

Original excitation of generator uses power supply from outer power (when satisfies self-excite condition), and enter the operation of automatic adjuster, then self-excite for the turbine unit. From then on, it uses residual voltage to start exciting. When it can't start exciting with residual voltage, it has to put the outer power to start exciting. Start-excitation power voltage is DC 220V.Operation power voltage is DC 220V.

Excitation system has the operation method of keeping the constant-power-factor adjustment, constant-excitation-current adjustment, constant-voltage adjustment and constant non-power power adjustment. Every operation method can switch smoothly. In a word, it has good protection function.

Outage magnetic blowout uses magnetic field breaker and linearity resistance, blow out magnetism, uses invert magnetic blowout at normal outage. Magnetic blowout switch uses DMX model.

6.2 Excitation device list

6.2.1 Excitation transformer 1 unit

- Form: indoor, oil-immersed model
- Capacity: 63KVA 1
- Primary voltage: 4160 KV±5%
- Secondary voltage: 162V
- Force-excitation multiple: 2.0
- Phrase : 3 phrases
- Wiring: Y/Δ-1

6.2.2 Excitation cubicle 1 unit Dimension: 800X800X2260mm. color: ice grey

6.2.3 Spare parts: according to the Chinese standard.

6.2.4 Display: LCD screen in English language

6.2.5 Communication interface RS485

6.2.6 Operating and technical manual in English language

6.3 Excitation device key components list

components	Name	specification	producer	Remark
Adjuster of the excitation	PLC	FX2n	Mitsubishi	
	intelligence Chinese -English display end	GOT940(5.7")	Mitsubishi	Chinese and English Touch screen
	stable voltage power	Taiwan Mingwei	Taiwan Mingwei	
	relay	Omron	Omron	
	Button and switch	IDEC	IDEC	
	Voltage and current transformer 4-20mA	Hall sensor	BELL	
Commute bridge	Flat silicon-control	Heat sink	Xian Xizheng	
Magnetic blowout switch	Magnetic blowout switch	DMX	Chinese brand	
Magnetic blowout resistance	Linearity resistance			
Excitation cubicle			Shanghai xiangming	Power coated

7 Inlet valve

Inlet valve: JZH—00/ø500x4.0

Up stream inlet device provides the welding steel flange connected with pressure steel, together

with firmware. The down stream is equipped with dismantling joint. The main valve is electric ball valve operable by manual. Hang electricity box can operate by far-distance control and presently.

Inlet valve's water-leakage must ensure it be less than 5L/min, when the inlet valve switches at the max head.

The by-pass valve is the electric ball valve, hang electricity box can operate by far-distance control and presently.

When the water turbine operates at highest water head and the unit is at the max runaway working condition, the inlet valve must ensure switch off in 60~120 seconds

Dismantling joint is not less than 600mm
Operating and technical manual in English language

8 Automatic components

The power station is designed with to be automatic; the key components of automation are brought in from other advanced country, like Germany, Japan and so on.

8.1 The unit automatic system is equipped with monitor of micro controller unit. Not only do the automatic components satisfy the requirement of automatic start, outage, monitor controller and outage caused by incident, but also has the controlled interface of micro controller unit.

8.2 The unit's instruction process of automatic switch: outage-generate electricity, generate electricity – outage.

8.3 The unit stops working automatic under the following abnormal circumstances.

- The unit bearing temperature is over the overheat allowed value
- Governor oil pressure device happens to low oil pressure caused by accident.
- There is an electric accident happens on generator.

8.4 When the unit's rotated speed exceeds the over-protected value, it can stop working automatically or manually.

8.5 Under any following circumstances, the unit will give off the malfunction signal automatically.

- The risen temperature of unit bearing and thrust bearing is over allowable value.
- The unit bearing stops when cooling water.
- The generator stops when cooling water.

8.5.4 When the pressure of governor oil pressure device descends to the lower limit.

8.6 The automatic components are configured by the factory and engineering design institute, and it is supplied by factory.

8.7 Operating and technical manual in English language

**ANEXO A.3: CRONOGRAMA DE
ACTIVIDADES**

**ANEXO A.4: REPORTE DE
PROGRAMACION DEL PLC AUXILIAR
DE SECUENCIAMIENTO**

Memory objects configuration

Timer configuration (%TM)

Used	%TM	Symbol	Type	Adjustable	Time Base	Preset
Yes	%TM0		TON	Yes	1 s	3
Yes	%TM3		TON	Yes	1 s	3
Yes	%TM5		TON	Yes	1 s	2
Yes	%TM7		TON	Yes	1 s	3
Yes	%TM8		TON	Yes	1 s	2
Yes	%TM9		TON	Yes	1 s	20
Yes	%TM11		TON	Yes	1 s	5
Yes	%TM14		TON	Yes	1 s	3

Counterconfiguration (%C)

Registerconfiguration (%R)

Drumconfiguration (%DR)

Scheduler block configuration (%SCH)

Fastcountersconfiguration (%FC)

Very fast counters configuration (%VFC)

Memorywords (%MD)

Memorywords (%MW)

Used	%MW	Symbol	Allocated
Yes	%MW7		Yes

Memorywords (%MF)

Memory bits (%M)

Used	%M	Symbol	Allocated
Yes	%M0	P_ABREBY	Yes
Yes	%M1	P_CIERRABY	Yes
Yes	%M2	P_ABREVP	Yes
Yes	%M3	P_CERRARVP	Yes
Yes	%M4	P_ARRANQEXC	Yes
Yes	%M5	P_APAGAEXC	Yes
Yes	%M6	P_ARRANQGOB	Yes
Yes	%M7	P_APAGAGOB	Yes
Yes	%M10	START	Yes
Yes	%M11	STOP	Yes
Yes	%M12	SEMI	Yes
Yes	%M14	EMERGENCIA	Yes
Yes	%M15	PASO_5	Yes
Yes	%M16	PERMISO	Yes
Yes	%M17	PARADA	Yes
Yes	%M18	MANTE	Yes
Yes	%M19	EMERGENCIAT	Yes
Yes	%M20	PASO1	Yes
Yes	%M21	PASO2	Yes
Yes	%M23	PASO4	Yes
Yes	%M25	PASOCONTROLADEF	Yes

Used	%M	Symbol	Allocated
Yes	%M26	P_SYNC	Yes
Yes	%M27	P_PARADA	Yes
Yes	%M28	P_CIERRAINY	Yes
Yes	%M29	STOP_ARRANQUE	Yes
Yes	%M30	PPASO2	Yes
Yes	%M31	PASO_2	Yes
Yes	%M32	PPASO4	Yes
Yes	%M33	PPASO5	Yes
Yes	%M34	STOP_ARRANQSG	Yes
Yes	%M35	PMANTE	Yes
Yes	%M36		Yes
Yes	%M37		Yes
Yes	%M71		Yes
Yes	%M106	MPOSVA	Yes
Yes	%M107	MPOSVC	Yes
Yes	%M108	MPOSSELNEUA	Yes
Yes	%M109	MGBABIERTO	Yes
Yes	%M110	MINTRELPROT	Yes
Yes	%M111	MDISAGC	Yes
Yes	%M112	MDISRELPROT	Yes
Yes	%M113	MARRANQEXC	Yes
Yes	%M114	MAGCRUN	Yes
Yes	%M115	MAGCSTRPREP	Yes
Yes	%M117	MAGCSTOPCOIL	Yes

PID configuration (PID)**Constantconfiguration (%KD)****Constantconfiguration (%KW)****Configuration of externalobjectsComm****Configuration of externalobjects Drive****Configuration of externalobjects Tesys****Configuration of external objects Advantys OTB**

Symbols

Used	Address	Symbol	Comment
Yes	%I0.0	FLUJAGUACHUM1	Activado mediante sensor de flujo agua chumacera SLX-32Z
Yes	%I0.1	FLUJAGUACHUM2	Activado mediante sensor de flujo agua chumacera SLX-32Z
Yes	%I0.2	FLUJACEITCHUM1	Activado mediante sensor de flujo aceite chumacera ZWX-2/250
Yes	%I0.3	FLUJACEITCHUM2	Activado mediante sensor de flujo aceite chumacera ZWX-2/250
Yes	%I0.4	PRESAGEN	Activado mediante manometro agua enfriamiento Yx150
Yes	%I0.5	PRAGVTURB	Activado mediante manometro valvula turbina Yx150
Yes	%I0.6	POSPA	Indica posicionvalvula abierta
Yes	%I0.7	POSV	Indica posicion válvula cerrada
Yes	%I0.8	POSELNEUCA	Indica posicion seleccionador neutro condición abierto
Yes	%I0.9	PGBABIERTO	Indica posicion GB abierto
Yes	%I0.10	INTRELEPROT	Trip interruptor de potencia mediante rele de proteccion
Yes	%I0.11	DISAGC	Señal de disparo del sistema de gobernación viene del AGC
Yes	%I0.12	EXCRELEPROT	Trip del sistema de excitación mediante reles de protección
Yes	%I0.13	ARRQEXC	Señal de arranque del sistema de excitación (95% rpm nom)
No	%I1.0	ENTRADASTOP	
Yes	%I1.4	AGCRUNCOIL	Señal AGC runcoil
Yes	%I1.5	AGCSTPREP	Señal AGC Start Prepare
Yes	%I1.6	AGCCRNKSTART	Señal AGC CrankStarter
Yes	%I1.7	AGCSTOPCOIL	AGC Stop Coil
Yes	%IW2.1	PRESDIFFVALV	Presion Diferencial valvula
No	%IW2.2	PRESADVALV	Presion adelante de valvula
No	%KW1	PRESLIMAGENF	Comentario
Yes	%M0	P_ABREBY	Abre Válvula By Pass
Yes	%M1	P_CIERRABY	Output1 PLC
Yes	%M2	P_ABREVP	Abre Válvula Principal
No	%M3	P_CIERRAVP	Output3 PLC
Yes	%M4	P_ARRANQEXC	Output4 PLC
Yes	%M5	P_APAGAEXC	Output5 PLC
Yes	%M6	P_ARRANQGOB	Output6 PLC
Yes	%M7	P_APAGAGOB	Output7 PLC
No	%M8	P_CONAGENF	Output8 PLC
No	%M9	P_CONAGDEF	Output9 PLC
Yes	%M10	START	
Yes	%M11	STOP	
Yes	%M12	SEMI	
No	%M13	MODESEMI	
Yes	%M14	EMERGENCIA	
Yes	%M15	PASO_5	
Yes	%M16	PERMISO	
Yes	%M17	PARADA	
Yes	%M18	MANTE	
Yes	%M19	EMERGENCIAA	
Yes	%M20	PASO1	
Yes	%M21	PASO2	
No	%M22	PASO3	
Yes	%M23	PASO4	
No	%M24	PASO5	
Yes	%M25	PASOCONTROLADEF	
Yes	%M26	P_SYNC	SINCRONIZAR

Used	Address	Symbol	Comment
Yes	%M27	P_PARADA	
Yes	%M28	P_CIERRAINY	
Yes	%M29	STOP_ARRANQUE	
Yes	%M30	PPASO2	
Yes	%M31	PASO_2	
Yes	%M32	PPASO4	
Yes	%M33	PPASO5	ORDEN DE SINCRONIZACIÓN
Yes	%M34	STOP_ARRANQSG	
Yes	%M35	PMANTE	
No	%M104	PRESAGENF	
No	%M105	PRESAGTURB	
Yes	%M106	MPOSVA	
Yes	%M107	MPOSVC	
Yes	%M108	MPOSSELNEUA	
Yes	%M109	MGBABIERTO	
Yes	%M110	MINTRELPROT	
Yes	%M111	MDISAGC	
Yes	%M112	MDISRELPROT	
Yes	%M113	MARRANQEXC	
Yes	%M114	MAGCRUN	
Yes	%M115	MAGCSTRPREP	
No	%M116	MCRANKSTARTER	
Yes	%M117	MAGCSTOPCOIL	
Yes	%Q.0	ABREVBYPASS	Abre valvulabypass
Yes	%Q.0.1	CIERRAVBYPASS	Cierra valvulaby Pass
Yes	%Q.0.2	ABREVPRINC	Abre valvula principal
Yes	%Q.0.3	CIERRAVPRINC	Cierra valvula principal
Yes	%Q.0.4	ARRQSISTEXC	Arranca sistema de excitación
Yes	%Q.0.5	APAGASISTEXC	Apaga sistema de excitación.
Yes	%Q.0.6	ARRQSISTGOB1	Arranca sistema de gobernación
Yes	%Q.0.7	APAGASISTGOB	Apaga sistema de gobernacion
No	%Q.0.8	CONAGENF	Control agua enfriamiento
Yes	%Q.0.9	CONAGDEF	Control agua deflector

PLANOS

PLANO 1: Plano Multifilar

PLANO 2: Arquitectura del Sistema de Control y Supervisión

PLANO 3: Plano P&ID

PLANO 4: Vista Frontal del Tablero de Control y Protección

PLANO 5: Entradas y Salidas Digitales del Controlador AGC

PLANO 6: Entradas y Salidas Digitales del Controlador AGC - 2

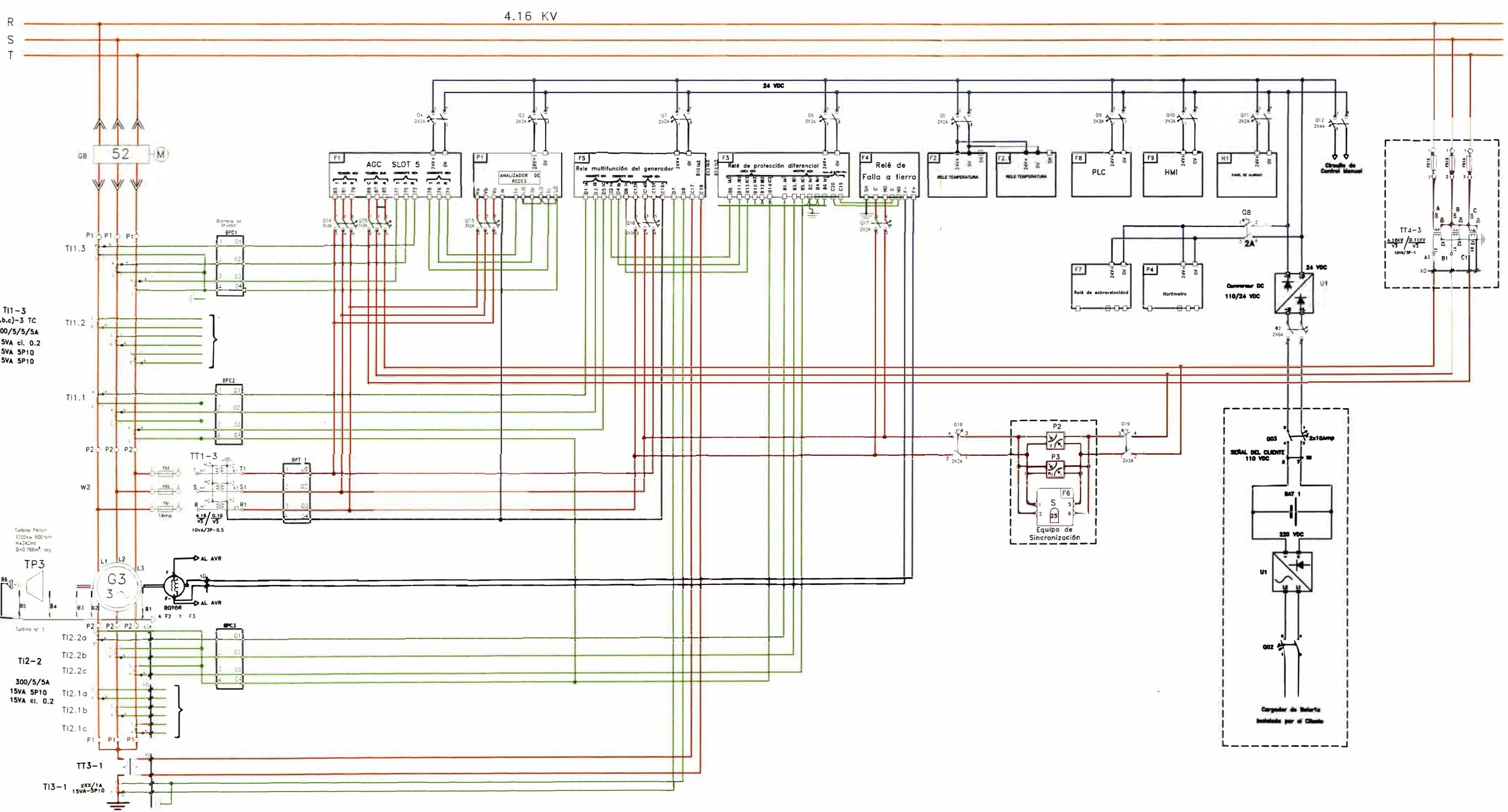
PLANO 7: Entradas Digitales del PLC

PLANO 8: Salidas Digitales del PLC

PLANO 9: Entradas Análogas del PLC

PLANO 10: Controlador de Temperatura 1

PLANO 11: Controlador de Temperatura 2



FECHA	V°	B°	DISENADO POR:	APROBADO POR:
12-10-08				

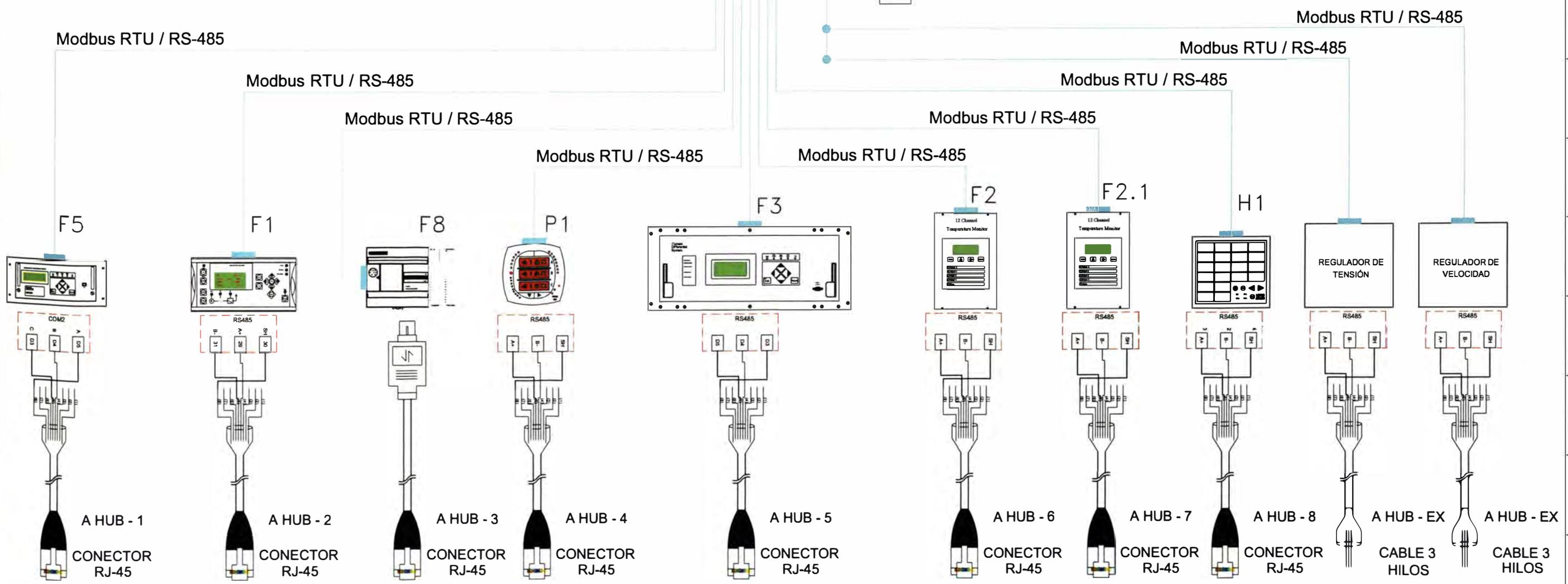
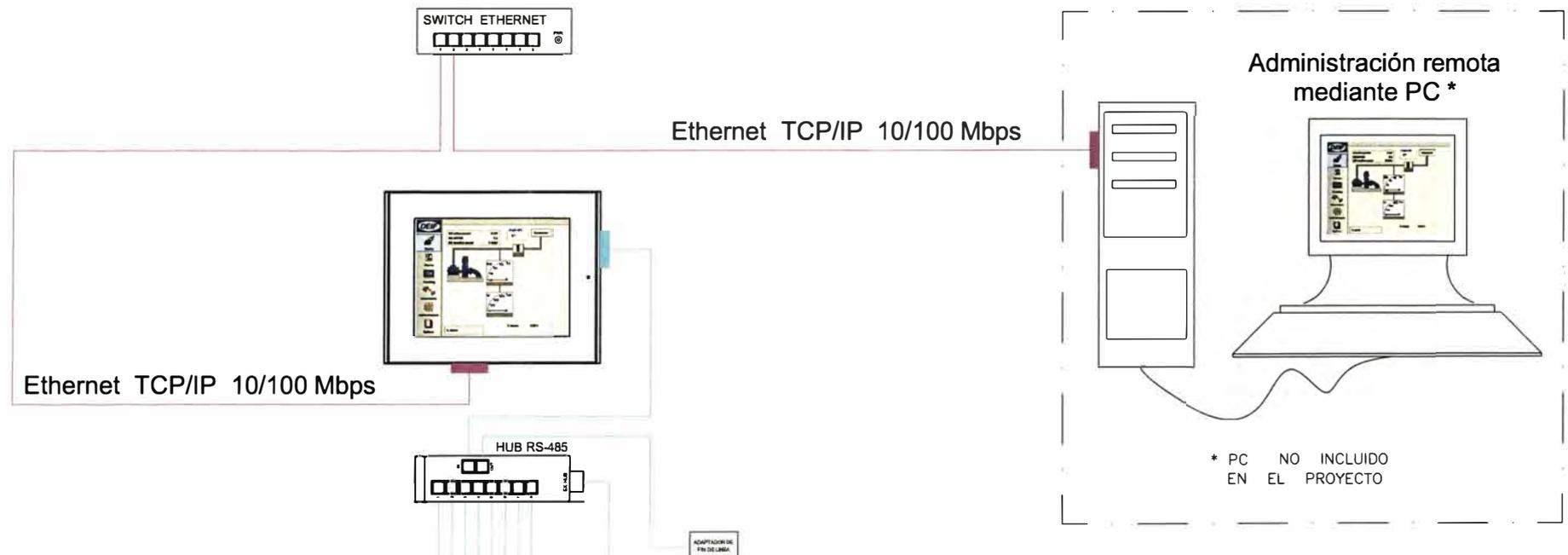
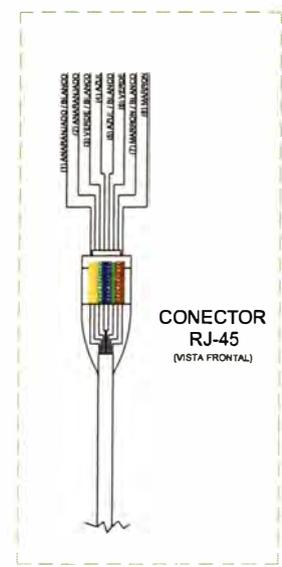
Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
CIRCUITO MULTIFILAR: MEDICION , PROTECCION EXCITACION Y AUTOMATIZACION

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELECTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCION

PLANO N°	09D05801	S03	LAMINA	U02
ESCALA:	S/E			



3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

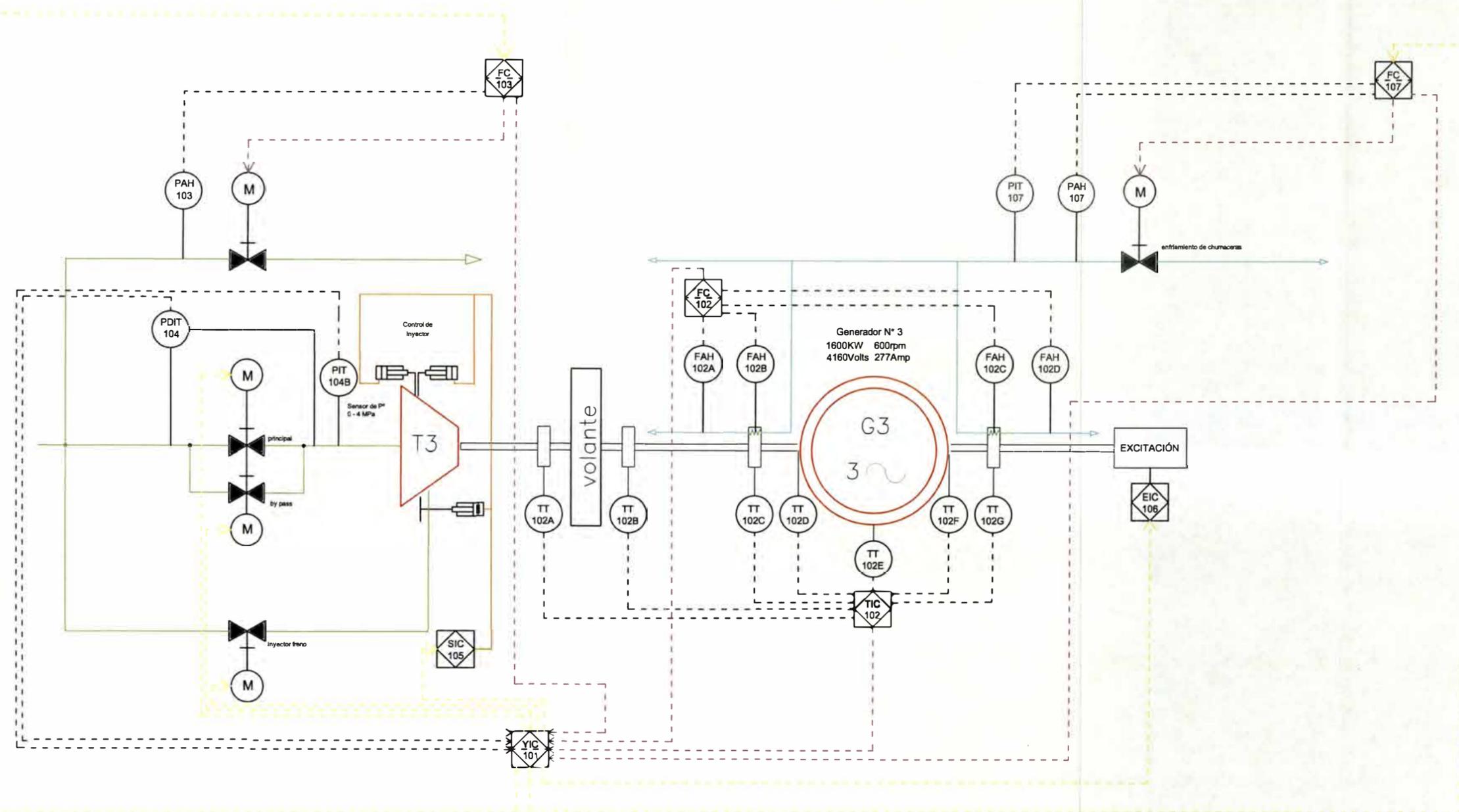
Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L.



DESCRIPCIÓN:
ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL Y SUPERVISIÓN

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
GRUPO No. 3
SISTEMA DE COMUNICACIONES

FORMATO: A4	Cant./planos: 02/12
PLANO N°: 09A09F01-K01	LAMINA: C02
ARCHIVO: PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E



LEYENDA

- - - - - Orden PLC Principal
- - - - - Orden de Controladores
- - - - - Conexión de sensores
- — — — — Línea de Aceite para enfriamiento
- — — — — Línea de Agua para enfriamiento
- - - - - Línea de Aceite para inyectores

LEYENDA				
IDENTIFICACIÓN	QTY	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	TIPO DE I/O
YIC 101	1	Controlador principal del grupo generador	Tablero de Control Principal	-
FC 102	1	Controlador de flujo de agua de enfriamiento para chumaceras	Tablero de Control Propio	-
FAH 102A/102B/102C/102D	4	Switch de flujo de agua/aceite de enfriamiento	Sistema de refrigeración	Entrada Digital
TIC 102	1	Controlador de Temperatura de Grupo Generador	Tablero de Control	-
TT 102A/102B/102C/102D/102E/102F/102G	7	Sensor de Temperatura del Grupo Generador	Grupo Generador	Entrada Análoga
FC 103	1	Controlador de flujo de aceite de enfriamiento para inyector freno	Grupo Generador	-
PAH 103	1	Switch de P* 0 - 4 MPa	Tablero de Control	Entrada Digital
PIT 103	1	Sensor de P* 0 - 0.6 MPa out: 4 - 20 mA	Tablero de Control	Entrada Análoga
PIT 104B	1	Sensor de P* 0 - 0.6 MPa out: 4 - 20 mA	Tablero de Control	Entrada Análoga
PDIT 104	1	Sensor Δ P* 0 - 0.6 MPa out: 4 - 20 mA	Tablero de Control	Entrada Análoga
SIC 105	1	Regulador de velocidad de la Turbina Pelton	Tablero de Control Propio	-
EIC 106	1	Regulador de tensión del generador	Tablero de Control Propio	-
FC 107	1	Controlador de flujo de agua de enfriamiento para chumaceras	Tablero de Control	-
PAH 107	1	Switch de presión 0 - 4 MPa	Tablero de Control	Entrada Digital

3				
2				
1	12/10/09		DBE	
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

Hidroequipos y Consultoria S.R.L.



DESCRIPCIÓN:
DIAGRAMA P&ID

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCA

FORMATO: A4
PLANO N°:
09DB01 - A01

Cant./planos:
LAMINA :
P01

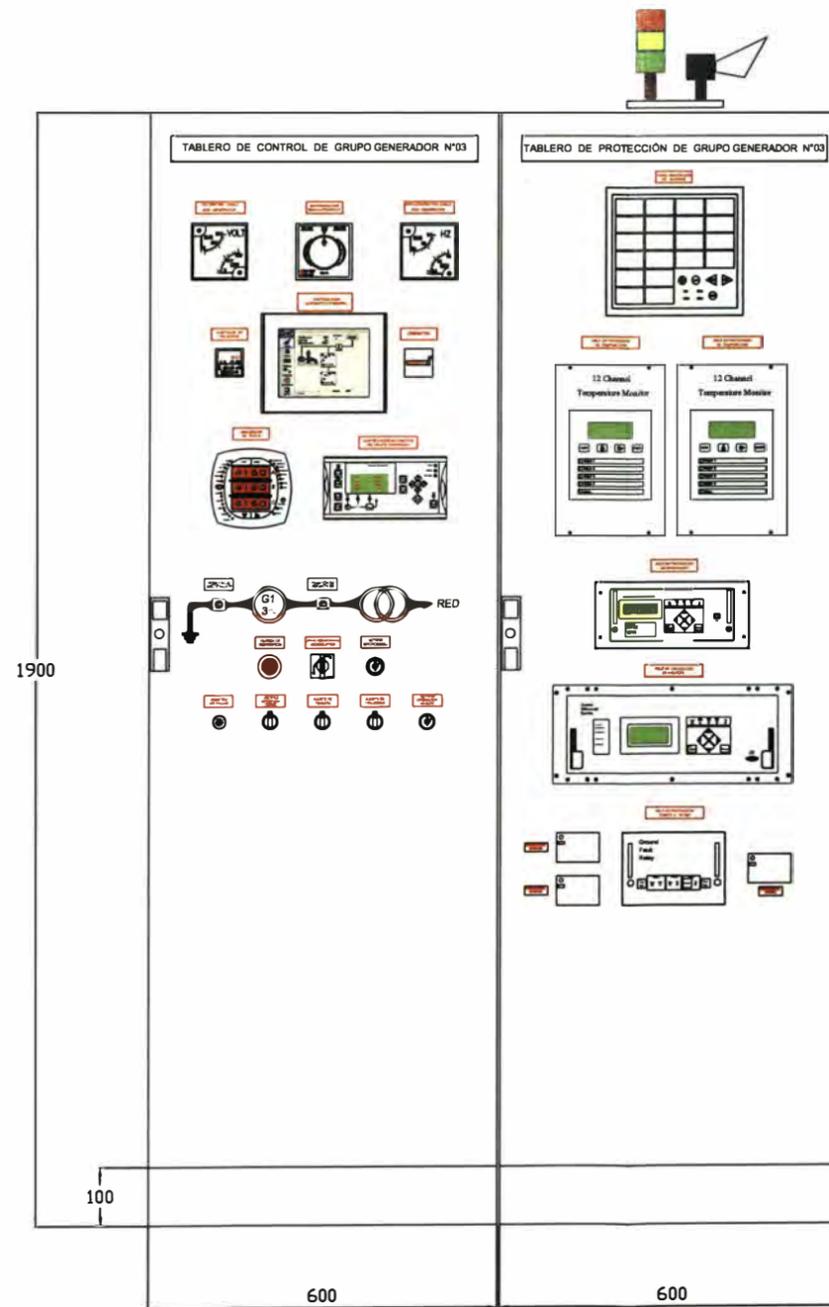
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA ESCALA: S/E

C.H. Mancahuara

TABLERO DE GENERADOR N°03

CANTIDAD

- * Tablero autosoportado 600*600*1800 mm (2)
- * HMI Terminal gráfica touchscreen 7" (1)
- * Controlador automático de generación (1)
- * Voltímetro doble "sincronización semiautomática" (1)
- * Sync check "sincronización semiautomática" (1)
- * Frecuencímetro doble "sincronización semiautomática" (1)
- * Analizador de redes (1)
- * Conmutadores de control manual y sincronismo semiaut. (1)
- * Panel anunciador de alarmas (1)
- * Reles de protección de temperatura (2)
- * Relé de protección de Generador Basler (1)
- * Relé de protección diferencial Basler (1)
- * Reles de protección de Campo a tierra (1)
- * Conversor de tensión auxiliar 110 / 24 Vdc (1)
- * PLC para control automático + módulos (1)



3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

Hidroequipos y Consultoria S.R.L.



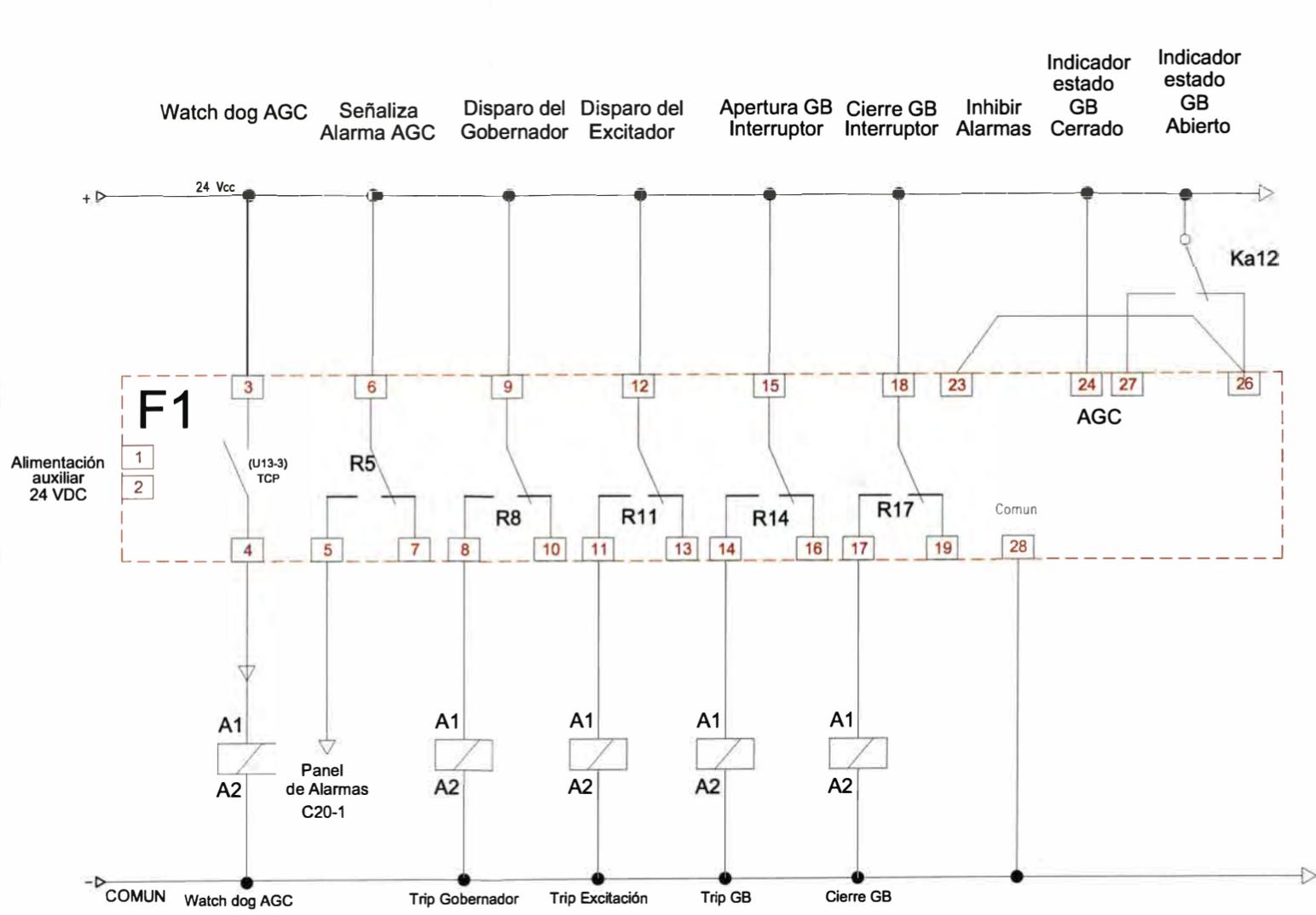
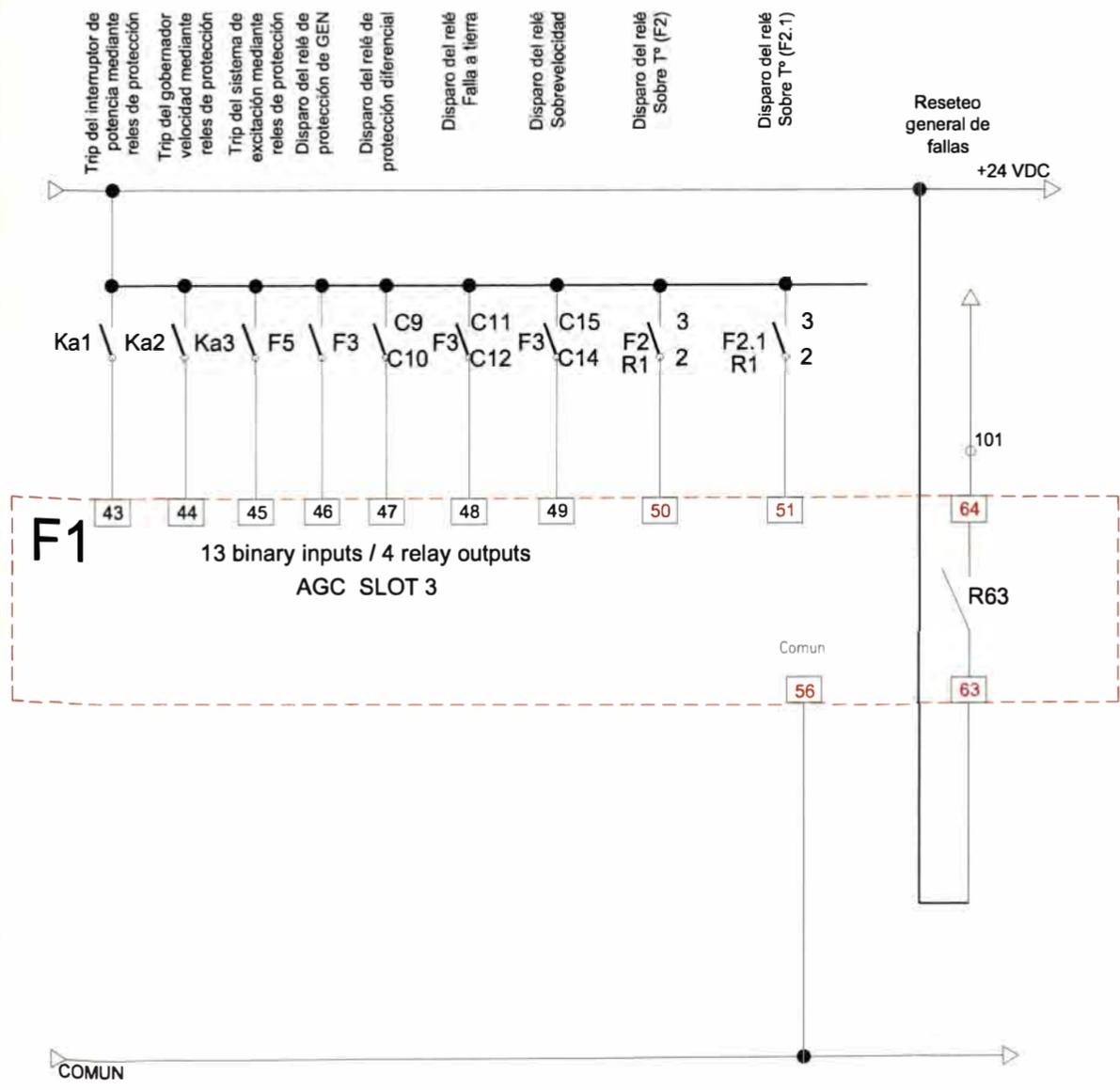
DESCRIPCIÓN:
VISTA FRONTAL DEL TABLERO DE CONTROL AUTOMÁTICO / TABLERO DE CONTROL PROTECCIÓN

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELECTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL AUTOMATICO Y PROTECCIÓN

FORMATO: A4
PLANO N°: 09DB01 - C01
Cant./planos:
LAMINA : T01
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA
ESCALA: S/E

ENTRADAS DIGITALES AGC - SLOT 3

SALIDAS DIGITALES AGC - SLOT 1



LEYENDA DE CABLES
 Cable rojo No. 16AWG TWF-70 circuito de tensión Vac
 Cable negro No. 14AWG THW circuito de corriente Aac
 Cable azul No. 18AWG TWF-70 circuito de control DC

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
MÓDULOS DE ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES DEL CONTROLADOR AGC

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELECTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y AUTOMATIZACION - TCA

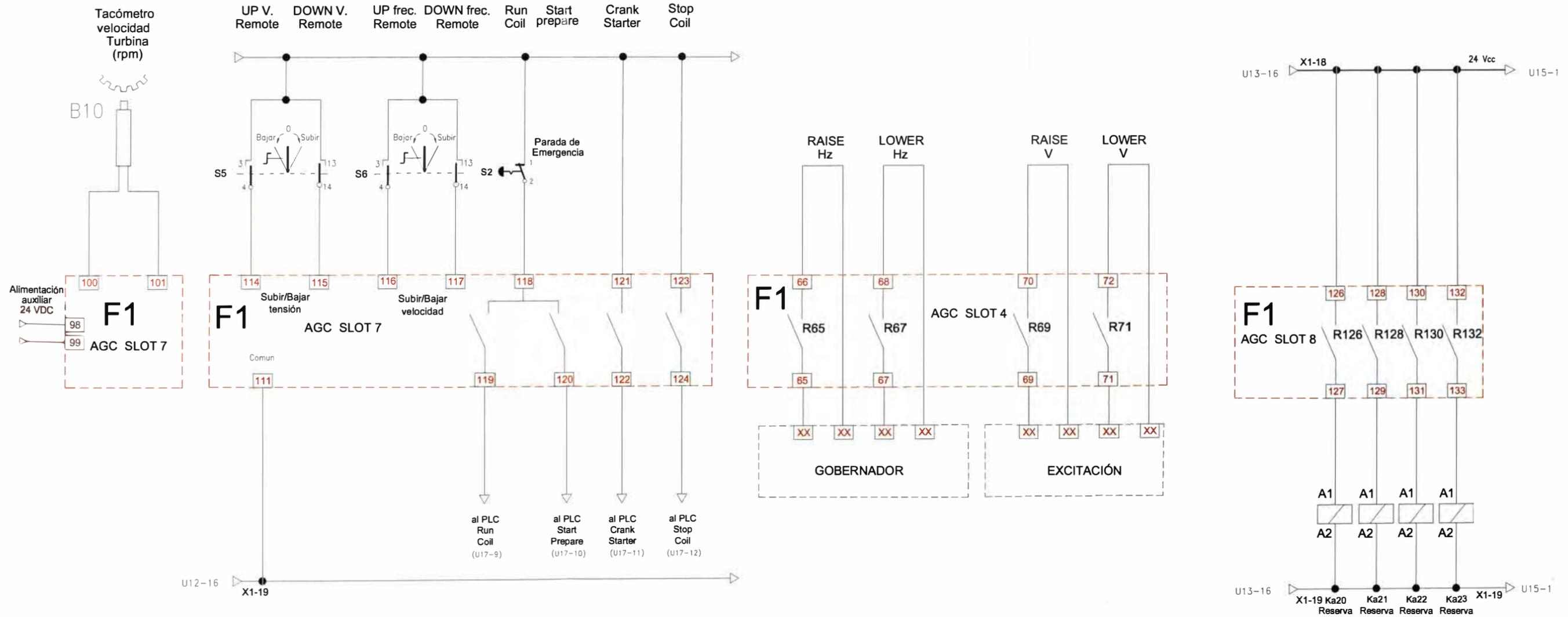
FORMATO:	A4	Cant./planos:	
PLANO N°:	09A09F01-S01	LAMINA :	U07
ARCHIVO :	PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA:	S/E

ENTRADA DE TACÓMETRO

ENTRADAS Y SALIDAS DE OPERACIÓN

SALIDAS DIGITALES AGC - SLOT 3 (Option M12)

SALIDAS DIGITALES DE RESERVA



LEYENDA DE CABLES
 Cable rojo No. 16AWG TWF-70 circuito de tensión Vac
 Cable negro No. 14AWG THW circuito de corriente Aac
 Cable azul No. 18AWG TWF-70 circuito de control DC

Hidroequipos Consultoría
y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
ENTRADAS Y SALIDAS DIGITALES
PARA EL CONTROLADOR AGC

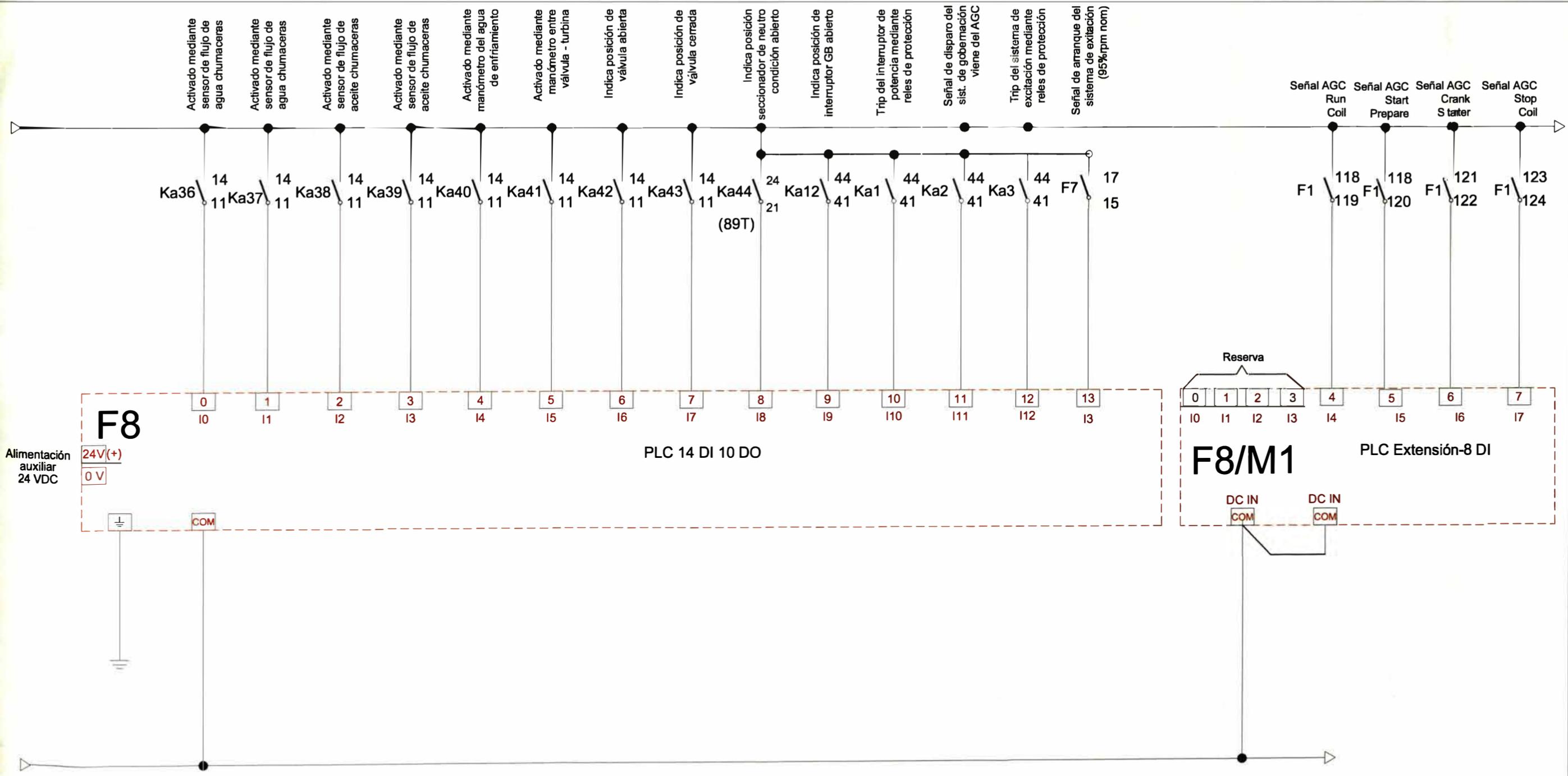
APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y AUTOMATIZACION - TCA

FORMATO: A4
 PLANO N°: 09A09F01-S01
 ARCHIVO: PLANOS MCH MANCAHUARA
 Cant./planos: U09
 LAMINA: U09
 ESCALA: S/E

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----

ENTRADAS DIGITALES - PLC



LEYENDA DE CABLES
 Cable rojo No. 16AWG TWF-70 circuito de tensión Voc
 Cable negro No. 14AWG THW circuito de corriente Aoc
 Cable azul No. 18AWG TWF-70 circuito de control DC

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	V° B°	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L

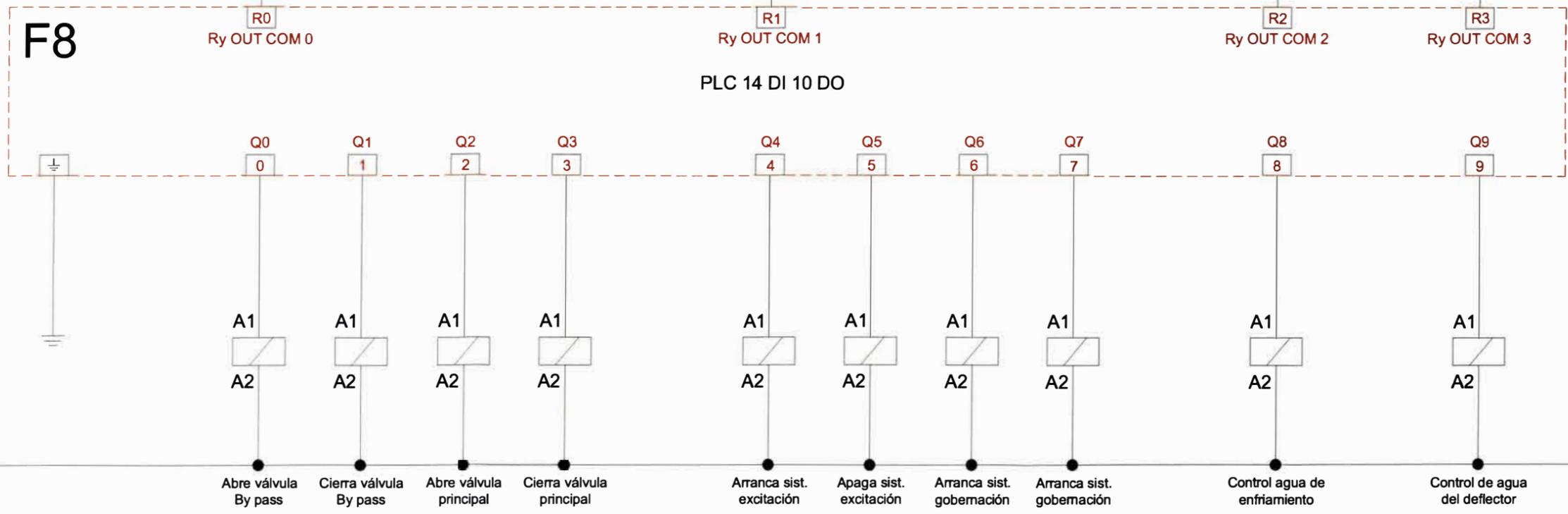


DESCRIPCIÓN:
ENTRADAS DIGITALES PLC

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y AUTOMATIZACION - TCA

FORMATO: A4	Cant./planos:
PLANO N°: 09A09F01-S01	LAMINA : U15
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E

MODULO DE SALIDAS DIGITALES - PLC



LEYENDA DE CABLES
 Cable rojo No. 16AWG TWF-70 circuito de tensión Vac
 Cable negro No. 14AWG THW circuito de corriente Aac
 Cable azul No. 18AWG TWF-70 circuito de control DC

Hidroequipos Consultoría
 y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
 SALIDAS DIGITALES
 PLC

APLICACIÓN:
 CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
 TABLERO DE CONTROL Y AUTOMATIZACION - TCA

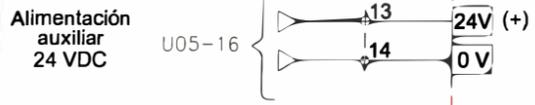
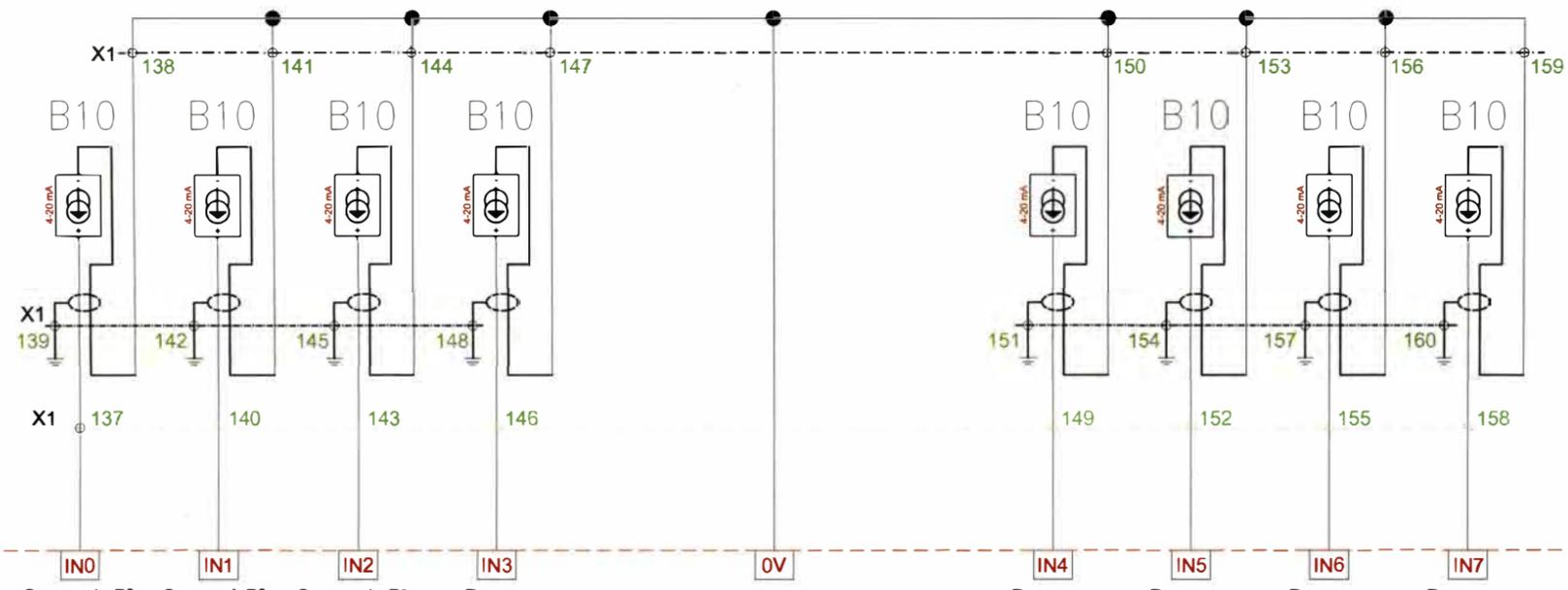
FORMATO: A4	Cant./planos:
PLANO N°: 09A09F01-S01	LAMINA : U16
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

M
L
K
J
I
H
G
F
E
D
C
B
A

M
L
K
J
I
H
G
F
E
D
C
B
A

MODULO DE ENTRADAS ANALÓGICAS - PLC



IN0 Sensor de P° 0 - 0.6 MPa P° agua de enfriamiento
 IN1 Sensor Δ P° 0 - 0.6 MPa detecta P° diferencial Valv.
 IN2 Sensor de P° 0 - 0.6 MPa P° adelante de Valvula
 IN3 Reserva
 0V
 IN4 Reserva
 IN5 Reserva
 IN6 Reserva
 IN7 Reserva

PLC Twido TM2AM18HT
SCHNEIDER

F8/M2

LEYENDA DE CABLES
Cable apantallado Marlew 3X18AWG

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	V° . B°	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

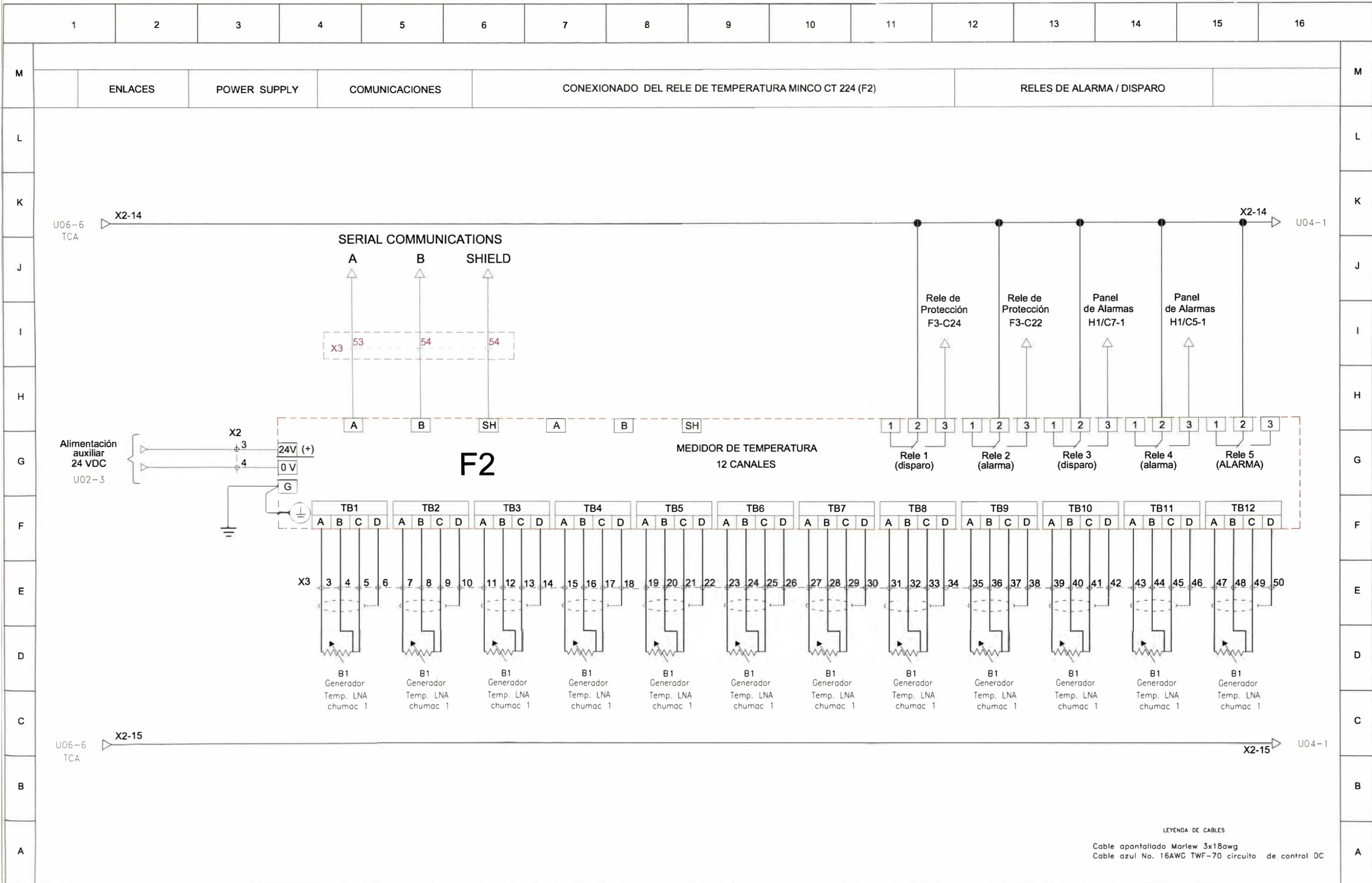
Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
ENTRADAS ANÁLOGAS PLC

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y AUTOMATIZACION - TCA

FORMATO: A4	Cant./planos:
PLANO N°: 09A09F01-S01	LAMINA : U18
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E



LEYENDA DE CABLES
 Cable apantallado Marlew 3x18awg
 Cable azul No. 16AWG TWF-70 circuito de control DC

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR	APROBADO POR:

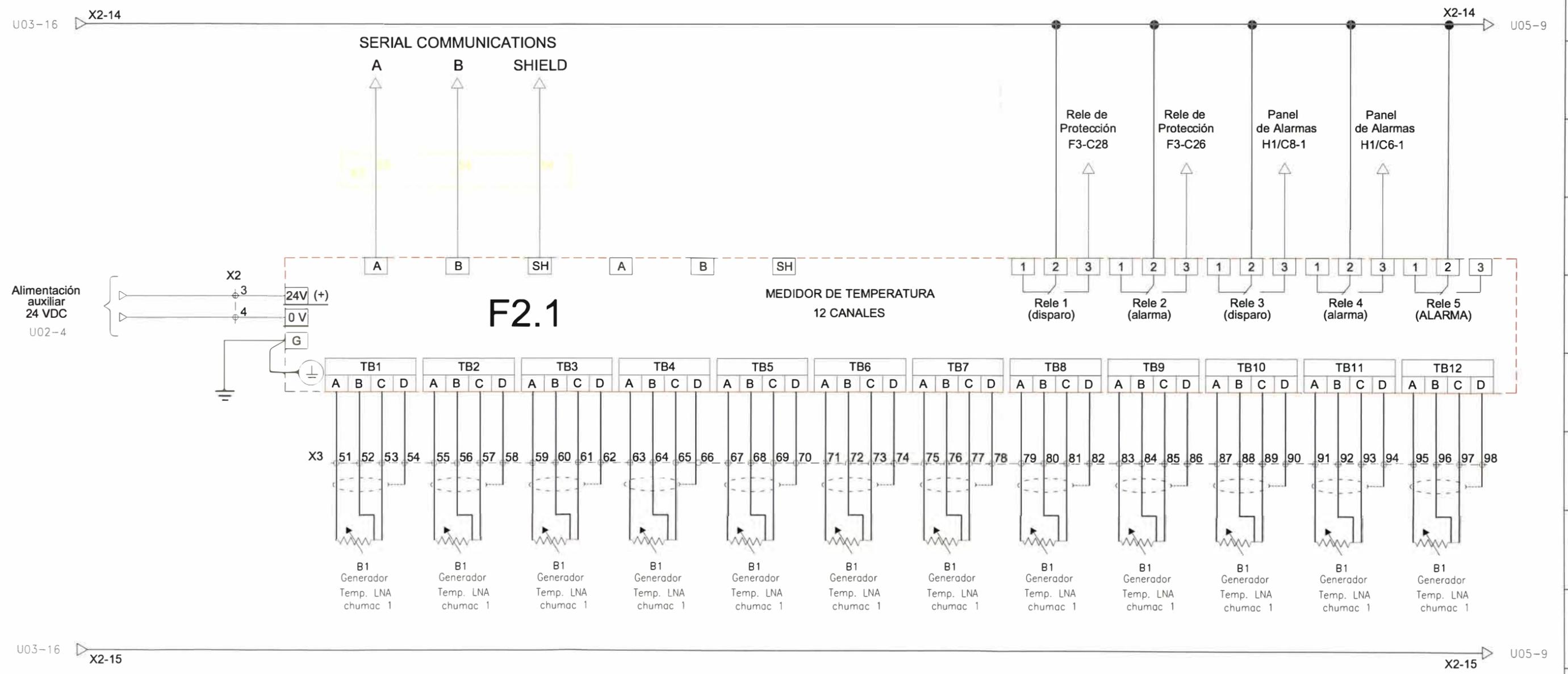
Hidroequipos Consultoría y obras S.R.L



DESCRIPCIÓN:
CIRCUITO DE CONTROL DE TEMPERATURA MINCO CT224 (F2)

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN - TCP

FORMATO: A4	Cant./planos:
PLANO N°: 09A09B01-S02	LAMINA : U03
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E



LEYENDA DE CABLES
 Cable apantallado Marlew 3x18awg
 Cable azul No. 16AWG TWF-70 circuito de control DC

3				
2				
1				
EDICIÓN	FECHA	Vº. Bº	DISEÑADO POR:	APROBADO POR:

Hidroequipos Consultoría
y obras S.R.L.



DESCRIPCIÓN:
CIRCUITO DE CONTROL DE
TEMPERATURA MINCO CT224 F2.1

APLICACIÓN:
CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANCAHUARA
TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN - TCP

FORMATO: A4	Cant./planos:
PLANO N°: 09A09B01-S02	LAMINA : U04
ARCHIVO : PLANOS MCH MANCAHUARA	ESCALA: S/E