

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE  
INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE LA  
AUTOMATIZACION DE LA CENTRAL  
HIDROELECTRICA LA HUACA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO-ELECTRICISTA**

**JIMY ARMANDO BULEJE REVILLA**

**PROMOCION 2006-II**

**LIMA-PERU**

**DISEÑO E IMPLEMENTACION DE LA  
AUTOMATIZACION DE LA CENTRAL  
HIDROELECTRICA LA HUACA**

## INDICE

<b>PROLOGO</b> .....	1
<b>CAPITULO I: INTRODUCCION</b> .....	3
1.1 Antecedentes ..	3
1.2 Alcances.....	4
1.3 Limitaciones .....	5
<b>CAPITULO II: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	7
2.1 Objetivo general .....	7
2.2 Objetivos específicos.....	7
2.3 Planteamiento del problema .....	8
2.4 Marco teórico.....	9
<b>CAPITULO III: DESARROLLO DE LA SOLUCION</b> .....	14
3.1 La central hidroeléctrica como planta .....	14
3.2 Secuencia de Control o activación.....	19
3.3 Elemento controlador AC800.....	40
3.4 Diagrama de proceso y control.....	53
3.5 Funcionamiento del sistema .....	53
3.6 Integración y comunicación mediante el switch RS900.....	56
3.7 Cronograma de actividades .....	59
3.8 Presupuesto .....	61
<b>CAPITULO IV: PUESTA EN MARCHA</b> .....	63
4.1 Puesta en servicio del nuevo sistema medición, sincronización y media tensión.....	63
4.2 Puesta en servicio del sistema de automatización.....	65

<b>CONCLUSIONES</b> .....	66
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	67
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	68
<b>PLANO</b> .....	69
<b>ANEXOS</b> .....	71

## PROLOGO

Hoy en día la automatización es una herramienta muy importante si se opta por optimizar recursos y aumentar la eficiencia de un proceso productivo, entre todos los procesos industriales que existen se encuentra el de producción de energía eléctrica, el cual ha evolucionado muy rápidamente en los últimos años con la ayuda de la electrónica y las comunicaciones. El presente trabajo está compuesto de 4 capítulos, los cuales se considera necesario para el funcionamiento de este sistema.

El primer capítulo; la introducción, presenta los antecedentes de la central, una breve reseña sobre la forma de operar algunas centrales eléctricas en el mundo, así como el alcance de este trabajo y las limitaciones es decir aquellas consideraciones que no están incluidas en el presente proyecto.

El segundo capítulo; planteamiento del problema, se muestra el objetivo general y los objetivos específicos, también muestra el planteamiento del problema propiamente dicho y finalmente conceptos teóricos necesarios para poder entender cómo se lleva a cabo la automatización de la central.

El tercer capítulo; desarrollo de la solución, es el capítulo más extenso del presente trabajo, está compuesto de 8 subcapítulos, es la columna vertebral del proyecto ya que es donde se analiza todo el proceso productivo, se identifica los diferentes actuadores, sensores, y controladores que posee dicha planta, se muestra el controlador, la cantidad de señales de entradas y salidas de todos los

equipos existentes, estas señales son cableadas a los 2 tableros del controladores, uno para cada grupo.

Por último, el cuarto capítulo; la puesta en marcha del sistema, donde se muestra las 2 etapas de la puesta en servicio de todo el equipamiento nuevo con el equipamiento existente.

Las conclusiones y recomendaciones son párrafos para tomar en cuenta en similares trabajos en el futuro. En los anexos, se encuentra la información adicional de los módulos de control analógicos y digitales usados en este proyecto.

Finalmente agradezco a las personas que me apoyaron para sacar adelante este trabajo.

# **CAPITULO I**

## **INTRODUCCION**

### **1.1 Antecedentes**

Desde la construcción de esta central hace más de 40 años, la producción de energía eléctrica se ha llevado a cabo mediante un proceso manual y lento, ahora con el avance tecnológico es posible automatizar el proceso de generación de la central hidroeléctrica.

Mediante la automatización de la producción de energía eléctrica se tiene en la actualidad centrales “desatendidas”, es decir centrales operadas remotamente sin necesidad de tener operadores en la instalación, esto es muy común en centrales de difícil acceso como por ejemplo aquellas que se encuentran cubiertas bajo la nieve en países cercanos a los polos norte y sur del planeta, en estas centrales solo se ingresa para un mantenimiento programado o correctivo o cuando se quiere hacer una inspección a la operación.

Con la automatización de la central La Huaca se logra una mayor eficiencia en el proceso de arranque, parada y operación ya que se tendrá un conocimiento mayor de los variables del proceso productivo como son la tensión, corriente, factor de potencia, temperatura de los cojinetes, presión en las tuberías forzadas, etc., todos estas variables serán llevadas a una computadora desde donde se controlará todo el proceso sin tener que estar inspeccionando los dispositivos instalados dentro de toda la central.

El proyecto consiste en realizar el control de procesos de manera autónoma, actualmente todas las actividades como son apertura y cierre de válvula mariposa, arranque y parada de los motores del regulador de velocidad, arranque y parada de la compresora, etc. Son realizadas por el operador de turno.

Esta central cuenta con 02 grupos de generación de 3.5MW cada uno, con una configuración horizontal, cada configuración está compuesta de 1 turbina Francis, 1 excitatriz rotativa, una volante, como sabemos la volante es un acumulador de energía mecánica el cual sirve para entregar la energía absorbida en el momento en que la carga es elevada y el eje tienda a bajar sus RPM y acumular energía en el momento en que la carga disminuye y el eje tienda a aumentar su velocidad.

La automatización de la sincronización también es parte de este proyecto, lo cual se lleva a cabo mediante un relé de sincronización, esto será explicado más adelante.

El desarrollo de este trabajo está basado en un problema real y la solución planteada es hoy en día usada en varias plantas de generación hidroeléctrica en nuestro país, el nombre de la central, La Huaca, es un cambio del verdadero nombre de la central con el objetivo de asegurar la confidencialidad del caso.

## **1.2 Alcances**

El alcance del proyecto consta de:

- Automatización de la Central Hidroeléctrica mediante el software *System 800* utilizado para la automatización del proceso de generación.



- El sistema de energía de la automatización de la central, es decir, en el caso de que salga fuera de servicio la tensión de servicios auxiliares, existe un sistema de UPS (*Uninterruptible Power Supply*) que darán una autonomía de operación de hasta 2 horas.
- Integración a un sistema SCADA mediante el software *Microscada* de la marca ABB.
- Renovación de los transformadores de medida de media tensión (ver el plano del diagrama unifilar).
- Ingeniería para la programación de los controladores, consiste en el desarrollo de las diferentes lógicas de operación e interacción de las diferentes señales tomadas de campo para el correcto funcionamiento de los grupos de generación.

### 1.3 Limitaciones

El proyecto tendrá algunas exclusiones como.

- Cálculos de cables de media tensión y alta tensión.
- Estudios de impacto ambiental
- Sistemas contra incendios.
- Los sistemas de servicios auxiliares (SSAA) de 220Vac,110Vcc: estos sistemas son existentes y son desde donde el sistema de automatización tomara la tensión, lo que sí es parte de este proyecto es la integración de este sistema con la automatización es decir, existirán señales de alarma en las pantallas de la estación de operación en el caso que algún interruptor termo magnético de los tableros de SSAA pierdan tensión y esto se hará cableando cada contacto auxiliar Normalmente Cerrado (NO) de cada termo magnético y llevarlo hasta las entradas digitales del controlador de esta manera cuando el interruptor habrá el circuito eléctrico que alimenta, el contacto auxiliar se cerrará y generará una entrada

digital al controlador lógico programable (PLC) el cual mostrará una alarma para el operador.

- El sistema de protección eléctrica de la central: conformado por los relés de protección de generador 1 y generador 2, relé de protección de transformador elevador de 44KV/5.25KV, relé de protección de línea, relé de protección de autotransformador 72.5KV/44KV, estos equipos son existentes y lo que si es necesario es integrarlos al sistema de automatización, en la figura 3.2 se puede este equipamiento.

## **CAPITULO II**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **2.1 Objetivo general**

Optimizar el proceso de producción de energía eléctrica mediante la automatización de la central hidroeléctrica, con esta automatización se obtiene datos históricos de eventos para gestiones de mantenimiento, análisis de tendencias, es decir diagramas referentes a la operación de la central como Potencia (MW) vs Tiempo (segundos) o Caudal ( $m^3/s$ ) vs Tiempo (meses).

#### **2.2 Objetivos específicos**

- Cambiar el sistema de medición de la central, renovando los 12 transformadores corriente de 400/5A que corresponden al lado generación como al lado neutro, también la renovación de los 9 transformadores de tensión de 5.25/ 0.1 KV, 3 del grupo I, otros 3 del grupo II y los otros 3 de la barra en 5.25KV, esto se puede observar en el plano del diagrama unifilar.
- Instalar y poner en servicio el sincronizador automático de la central hidroeléctrica.
- Instalar y poner en servicio los PLC de cada grupo generador.
- Diseñar la arquitectura del sistema de comunicación desde los dispositivos de campo, hasta la unidad de control principal de la central hidroeléctrica.

## **Planteamiento del problema**

Esta central posee un control de procesos antiguo, los equipos son controlados desde sus propios tableros de campo los cuales poseen un conjunto de relés que operan con una tensión de 110Vcc o 48Vcc, fue necesario plantear el diseño de la automatización jerarquizándola en 3 niveles de control lo cual es muy común en soluciones de automatismo, luego del diseño se realizará la parada de cada unidad para poder conectar los nuevos cables que van de los controladores a los equipos, todo el cableado antiguo será desinstalado para poder dar espacio al nuevo cableado, también se considera un envío de señales por protocolo de comunicación MODBUS de 3 equipos hasta el tablero PLC, estos equipos serán los siguientes:

- Medidores de energía del grupo I y medidores de energía del grupo II: cada medidor tiene que estar conectado a su respectivo controlador por medio de una comunicación serial, a través de este cable se integra el medidor al sistema de automatización.
- Regulador de tensión del grupo I y regulador de tensión del grupo II: estos reguladores también se integran al sistema por medio de la comunicación serial en protocolo MODBUS debido a que posee puerto de comunicación.
- Relé de sincronización: este equipo también es integrado por medio del protocolo MODBUS ya que posee puerto de comunicación.

Estos son los equipos que son integrados al sistema por comunicación, para los demás equipos de la central es necesario tender cables de 12x1.5mm<sup>2</sup> y 7x1.5mm<sup>2</sup> apantallados para todas las entradas y salidas del PLC.

## **2.4 Marco teórico**

### **2.4.1 Sistemas SCADA**

SCADA es un acrónimo de “*Supervisory Control And Data Acquisition*” (Control supervisor y adquisición de datos). Los sistemas SCADA utilizan las computadoras y tecnologías de comunicación para automatizar el monitoreo y control de procesos industriales. Estos sistemas son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o muy geográficamente dispersos ya que pueden recoger la información muy rápidamente y presentarla a un operador en una forma amigable. Los sistemas SCADA mejoran la eficacia y eficiencia del proceso de monitoreo y control proporcionando la información oportuna para poder tomar decisiones operacionales apropiadas.

### **2.4.2 Arquitectura del sistema**

La arquitectura del sistema está basada en un sistema de control de un PLC por grupo generador, el sistema de control no es del tipo distribuido, es decir, no existe un controlador de respaldo instalado ya que la central es de 7MW y su salida del servicio no representaría una gran pérdida de producción de electricidad comparada con la que dejarían de producir otras centrales de mayor potencia.

### **2.4.3 Dispositivos de campo**

Son todos los dispositivos que permiten la recolección de la información del campo, esta constituido por las válvulas, medidores, sensores, interruptores, seccionadores, medidores de flujo, etc.

#### **2.4.4 Controlador lógico programable (PLC)**

Controlador lógico programable, es el cerebro de la instalación mediante su lógica de procesamiento previamente programada se realiza toda la inteligencia del control y automatización del proceso.

#### **2.4.5 Sistemas de sincronización**

Cada vez que un grupo generador va a ser puesto en paralelo con otros grupos que se encuentren despachando potencia y energía, es necesario cumplir con 3 requisitos para poder cerrar de manera segura el interruptor de grupo, estos requisitos son; igualdad de tensiones, igualdad de frecuencias e igualdad de ángulo, algunas centrales todavía usan la sincronización manual, es decir con la ayuda de 02 frecuencímetros para la comparación de frecuencias, 02 voltímetros para la comparación de tensiones, 01 sincronoscopio para ver el desfasamiento en ángulos eléctricos y 02 equipos electromecánicos que suben y bajan la tensión de grupo y frecuencia de grupo, luego cuando los valores de tensiones de grupo y de barra, frecuencias de grupo y de barra y ángulos de grupo y de barra se encuentran iguales, el operador da el mando de cerrar el interruptor de grupo, apretando un pulsador el cual energiza la bobina encargada del cierre del circuito.

En la actualidad existen relés de sincronización los cuales son dispositivos electrónicos inteligentes que comparan los valores de tensión y frecuencia y a su vez son capaces de realizar mandos a los sistemas de regulación de tensión y regulador de velocidad de las centrales eléctricas

para así poder igualar los parámetros eléctricos y dar la orden de cierre de interruptor.

En este proyecto se usa el sincronizador ABB *synchrotact* para la automatización de la sincronización de los 2 grupos generadores.



Figura 2.1 Relé de Sincronización *synchrotact* marca ABB

#### 2.4.6 Unidad de control principal: Servidor de aspectos y Servidor de conectividad

Es una central de procesamiento de información del sistema, es el encargado de la recolección de la información de los controladores lógicos programables, está basado físicamente en un servidor y es capaz de establecer un control del proceso, este control se realiza a un nivel diferente al de los controladores, el cual tiene una visión total del sistema y a través de la versatilidad del software se puede tener “control y mando” de cada uno de los elementos.

- **Servidor de Aspectos.-** Se denomina así a aquel servidor que tiene almacenado la información de los controladores lógicos programables, así como la información con la que trabaja el sistema para la interacción con el usuario (aspectos).
- **Servidor de Conectividad.-** Es aquel servidor que soporta las comunicaciones del sistema y como su nombre lo indica, la conectividad, mediante el software OPC que se le instale. En este proyecto el servidor de aspectos y el servidor de conectividad serán físicamente el mismo servidor.

#### **2.4.7 Red de área Local (LAN)**

De las siglas *Local Area Network*, es la interconexión de diferentes equipos y dispositivos, la identificación de estos dispositivos es realizada a través de una dirección IP *Internet Protocol*.

#### **2.4.8 Interfaz Humano Máquina (HMI)**

De las siglas "*Human Machine Interfase*", es el dispositivo que permite la interacción del operador con el sistema, los HMI pueden estar en diferentes sistemas, en este proyecto está instalado 1 HMI a pie de máquina por cada grupo y 1 HMI en la estación de operación de la central que es desde donde se opera la central hidroeléctrica.



#### **2.4.9 Sistema de posicionamiento global (GPS)**

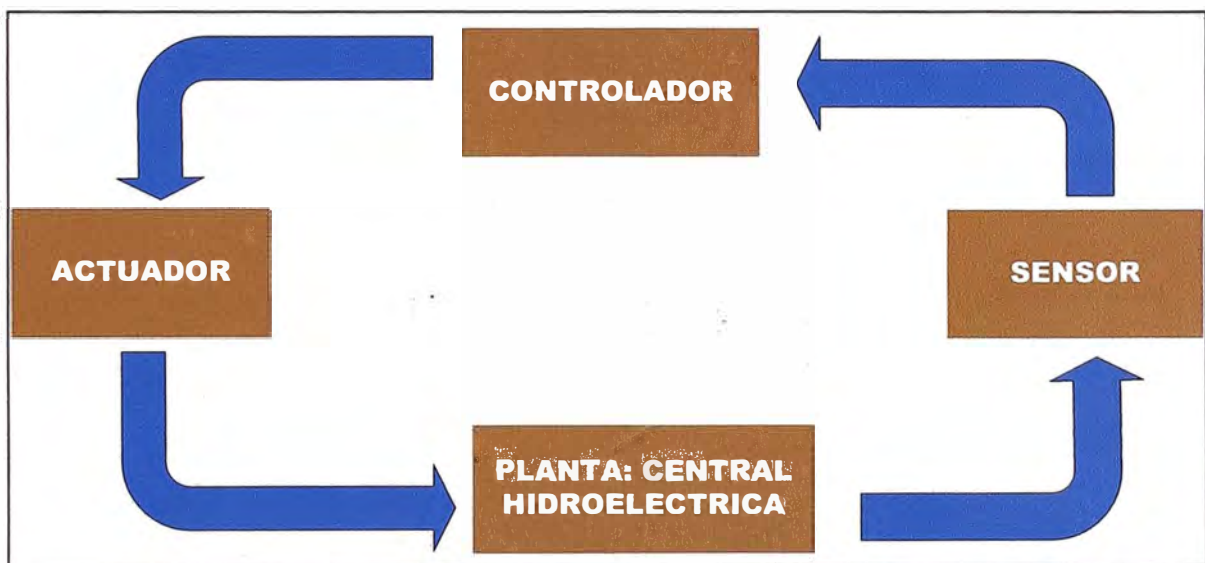
De las siglas *Global Position System*, es el reloj con sincronización de tiempo a través del sistema satelital GPS permite la sincronización de los dispositivos de una red LAN usando un protocolo de comunicación, en este caso NTP (*Network Time Protocol*), lo que hace que todos los dispositivos mencionados anteriormente puedan contar con una misma fecha y hora.

## CAPITULO III

### DESARROLLO DE LA SOLUCION

#### 3.1 La central hidroeléctrica como planta

En este punto se pasa a definir quienes son los actuadores de la planta, así como los sensores, ya que todo proceso de control trabaja mediante un “Lazo de control” el cual se observa en la siguiente figura:



**Figura 3.1 Lazo de Control**

Se denomina actuadores a aquellos elementos que pueden provocar un efecto sobre un proceso automatizado.

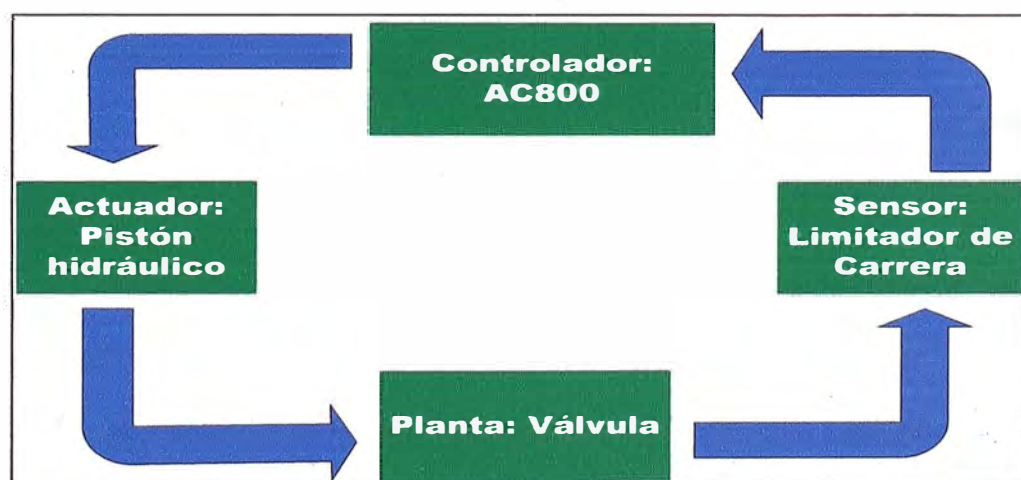
En el caso de la válvula by pass y la válvula mariposa, los actuadores son los pistones hidráulicos que con la presión de aceite son capaces de abrir y cerrar la válvula.

El equipo que sensa la posición de esta válvula será un limitador de carrera, el cual cerrará un contacto seco avisando de esta manera al controlador que el equipo llego a su posición de 100% de apertura, de la misma manera para el cierre estará instalado otro limitador de carrera.



**Figura 3.2 Limitador de carrera**

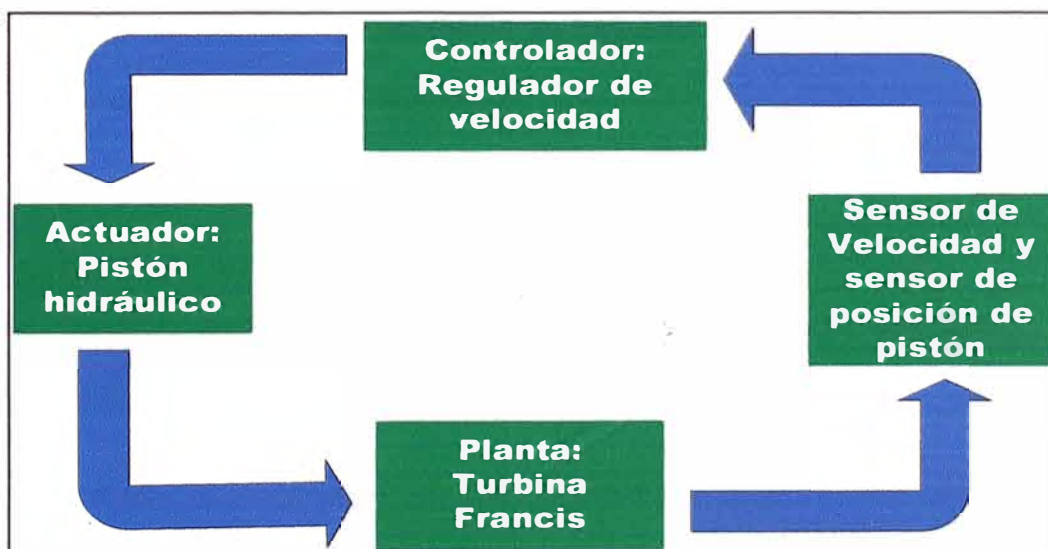
Entonces para las válvulas del tipo by pass y mariposa, el lazo de control se muestra en la siguiente figura:



**Figura 3.3 Lazo de control del sistema hidráulico**

Para el sistema de regulación de velocidad, los equipos actuadores son también pistones hidráulicos que usan la presión del aceite como fuente de poder para mover los alabes directrices de la turbina Francis, los dispositivos que detectan la velocidad del grupo generador y posición del pistón son un sensor de velocidad y un sensor de posición respectivamente los cuales mandan información al regulador de velocidad para que este actúe mediante su lógica interna, existe también un tercer sensor de velocidad el cual sirve para el sistema de medición, dicho sensor informa al operador la velocidad a la que gira el grupo.

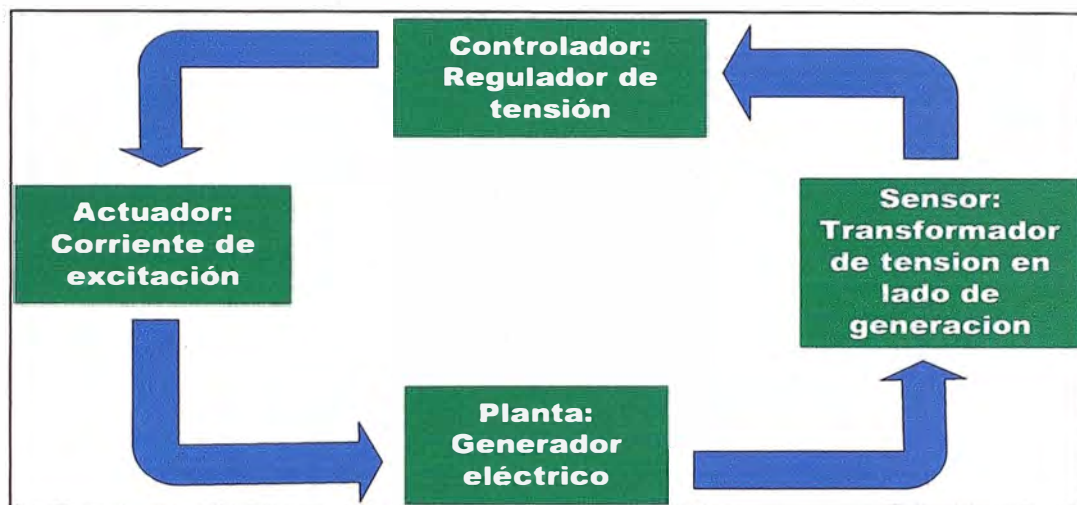
Entonces en el sistema de regulación de velocidad, el lazo es de la siguiente manera:



**Figura 3.4 Lazo de control del sistema de regulación de velocidad**

En el sistema de regulación de tensión el actuador viene hacer la corriente de excitación ya que con esta corriente se controla la tensión en bornes del generador, el sensor es el transformador de tensión que está midiendo la tensión generada.

Para este sistema el lazo de control es el siguiente:



**Figura 3.5 Lazo de control del sistema de regulación de tensión**

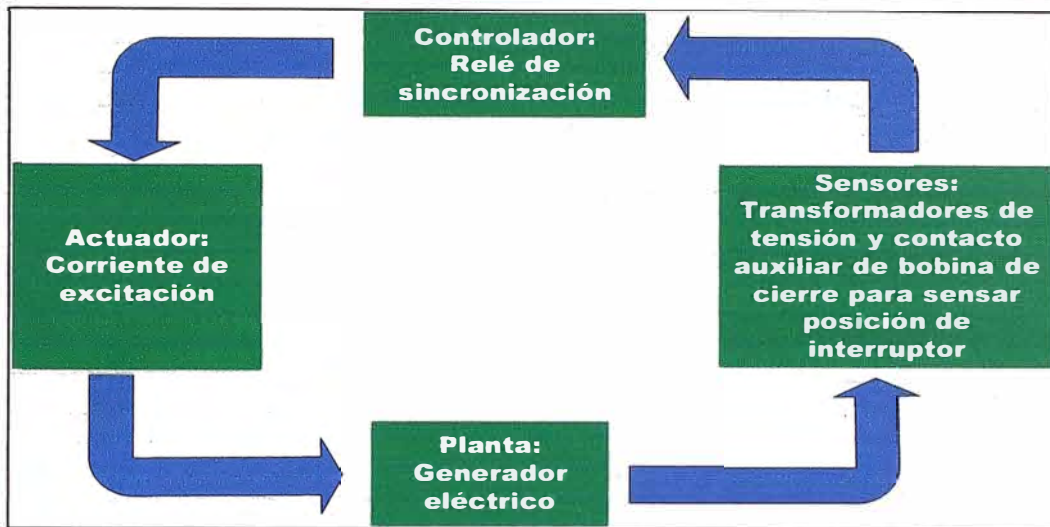
Para el sistema de sincronización el actuador es la bobina de cierre del interruptor de grupo, los sensores son 3:

El transformador de tensión en el lado generación.

El transformador de tensión en el lado de la barra.

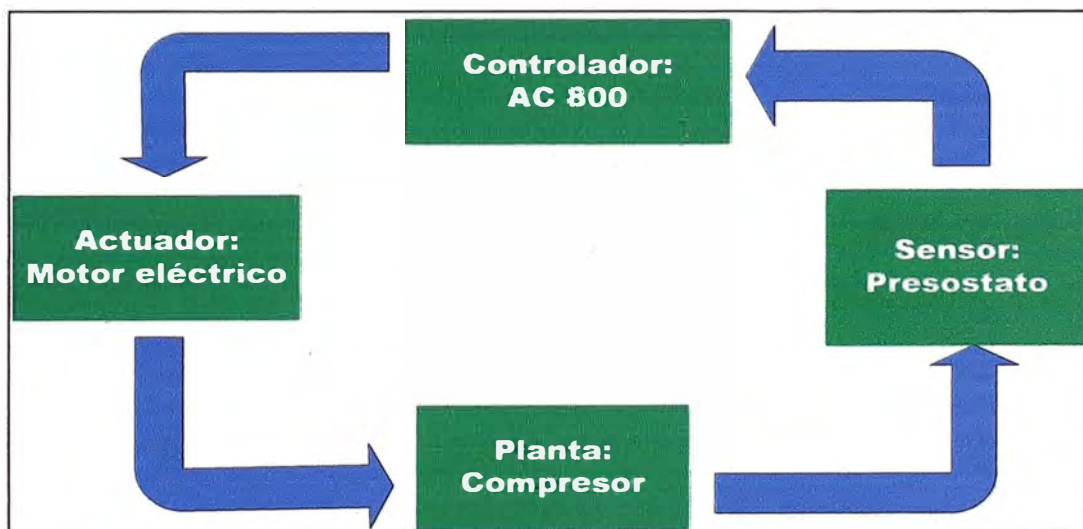
Contacto auxiliar de la bobina de cierre, este contacto determinará si el interruptor de grupo está abierto o cerrado.

Y el controlador es el relé de sincronización, el lazo de control queda de la siguiente manera:



**Figura 3.6 Lazo de control del sistema de sincronización**

En el caso del sistema de aire a alta presión existe un compresor el cual será automatizado con la ayuda del controlador lógico programable, en una central eléctrica el aire a alta presión se usa por ejemplo para abrir y cerrar interruptores de potencia, su lazo de control será el siguiente:



**Figura 3.7 Lazo de control del sistema de compresión de aire**

## **3.2 Secuencia de Control o activación**

### **3.2.1 Niveles Jerárquicos de control**

La arquitectura lógica del sistema implementado se enmarca dentro de una estructura jerárquica de control, las jerarquías y niveles se conceptualizan e identifican de diferente manera de acuerdo al proceso y a la implementación de la automatización.

La jerarquía implementada en el sistema de automatización de la central hidroeléctrica La Huaca consiste de los siguientes niveles y componentes:

- **NIVEL 0 (N0)**

Es el control más básico que existe desde la construcción de la central, es el conjunto de mandos de todos los tableros de los dispositivos de campo, entre ellos: el tablero de la válvula mariposa, el tablero de la compresora, el tablero del regulador de velocidad, el tablero del regulador de tensión.

- **NIVEL 1 (N1)**

También llamado “nivel a pie de máquina o a pie de grupo”, es realizada desde el PLC que se ubicará en la casa de máquinas, este nivel es de un control limitado por la interface HMI con respecto al siguiente nivel de control ya que no se podrá exportar los datos para realizar tendencias o graficas, los controladores sirven como maestros para la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos de campo. También hace parte de este nivel la interfaz de usuario local la cual proporciona un nivel básico de acceso al personal de operación y mantenimiento para la supervisión y control de los dispositivos de campo asociados al controlador respectivo.

- **NIVEL 2 (N2)**

Corresponde a la unidad de control principal, localizada en la sala de control es desde donde el operador supervisará y controlará el normal proceso de operación de la central hidroeléctrica, es un nivel de control de mayor jerarquía que el nivel 1 ya que la información será almacenada para análisis futuros para mantenimiento y generación de reportes.

### **3.2.2 Comunicación entre niveles jerárquicos**

La comunicación entre niveles jerárquicos permite el intercambio local y remoto de datos en tiempo real. La transferencia de datos no afecta el desempeño de las funciones de control y monitoreo del sistema.

- **Comunicación entre los niveles 0-1:** Entre el nivel 0 y el nivel 1 se tienen los siguientes tipos de comunicación:
  - Cableado convencional entre los equipos y dispositivos de campo.
  - Comunicación serial para los contadores de energía, reguladores de tensión, relé de sincronización.
- **Comunicación entre los niveles 1-2:** Esta comunicación esta implementada a través de una red LAN *Local Area Network* que está basada en un red Ethernet bajo el protocolo de comunicación IEC 61850 para integrarse directamente a la red.

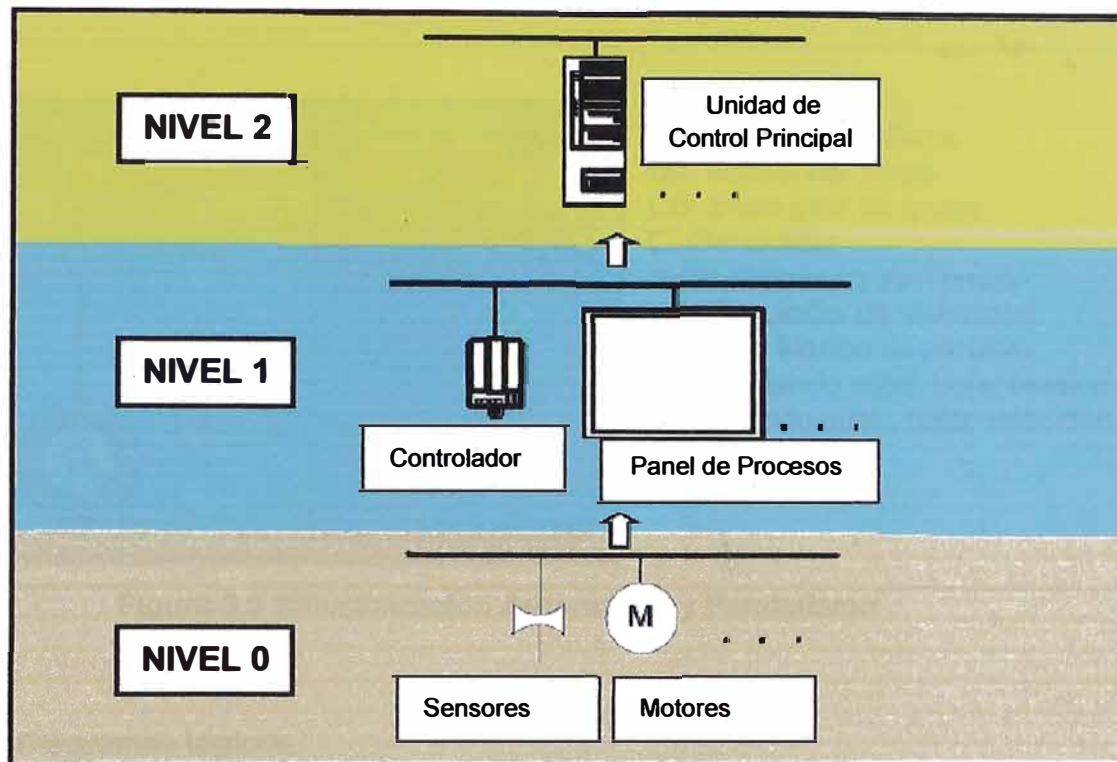


La jerarquía implementada en el sistema de automatización de esta central hidroeléctrica se muestra en la tabla 3.1.

Nivel	Componentes	Observación
Nivel 0 (N0)	Válvulas, actuadores, sensores de nivel, etc.	Es el nivel más básico de control en la planta de generación hidroeléctrica
<b>COMUNICACION ENTRE NIVELES</b>		Cableado y Comunicación MODBUS.
Nivel 1 (N1)	Controladores Lógicos Programables.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lógica operativa básica.</li> <li>• Interfaz de usuario Local (básica).</li> <li>• Controlador AC800, ubicado en los tableros controladores de los 02 grupos generadores.</li> </ul>
<b>COMUNICACION ENTRE NIVELES</b>		Red Ethernet.
Nivel 2 (N2)	Unidad de control Principal Servidor de Aspectos. Servidor de Conectividad	Servidor de Aspectos, ubicado en la central hidroeléctrica.

**Tabla 3.1 Niveles Jerárquicos de control**

En la siguiente figura también se observa los 3 niveles de control en jerarquía.

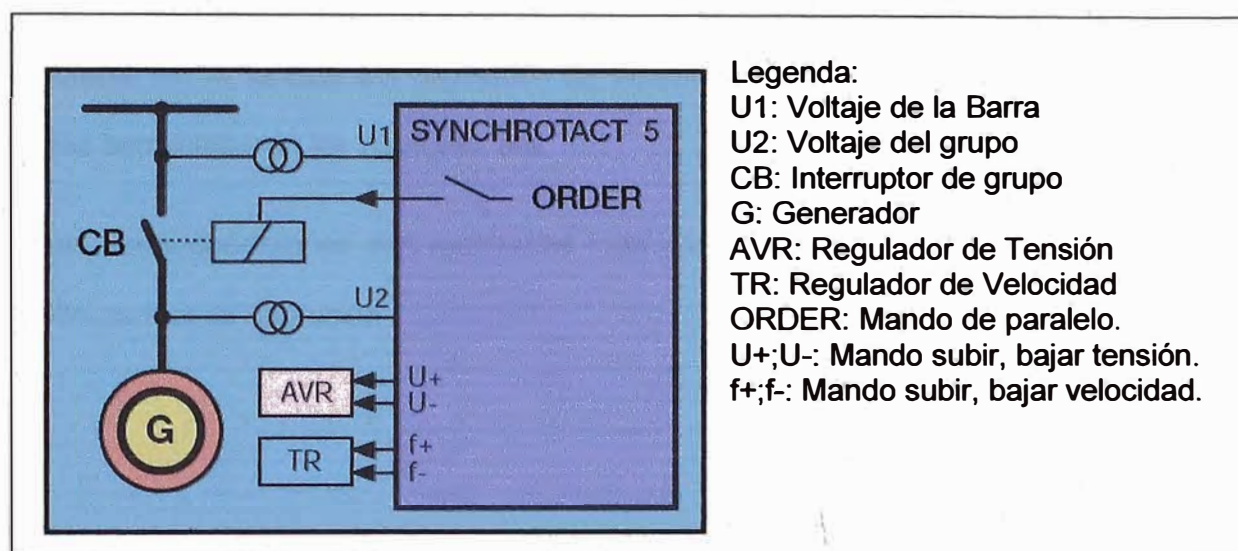


**Figura 3.8 Vista General de los Niveles de Control**

### 3.2.3 Automatización de la sincronización

Esta central tiene 02 grupos eléctricos y un solo relé de marca ABB, este relé es capaz de sincronizar hasta 07 generadores. Como ya fue explicado en el capítulo II, mediante la lógica de control que posee, realiza mandos de subir y bajar tensión y frecuencia del regulador de tensión y regulador de velocidad respectivamente.

En la figura 3.9 se muestra el esquema de un sistema de sincronización automático.



**Figura 3.9 Sincronización Automática y Paralelismo**

### 3.2.4 Diagramas lógicos

Los diagramas lógicos son una herramienta que facilita las labores de programación porque muestra gráficamente la secuencia en la que se realizan los procesos del sistema en base a condiciones.

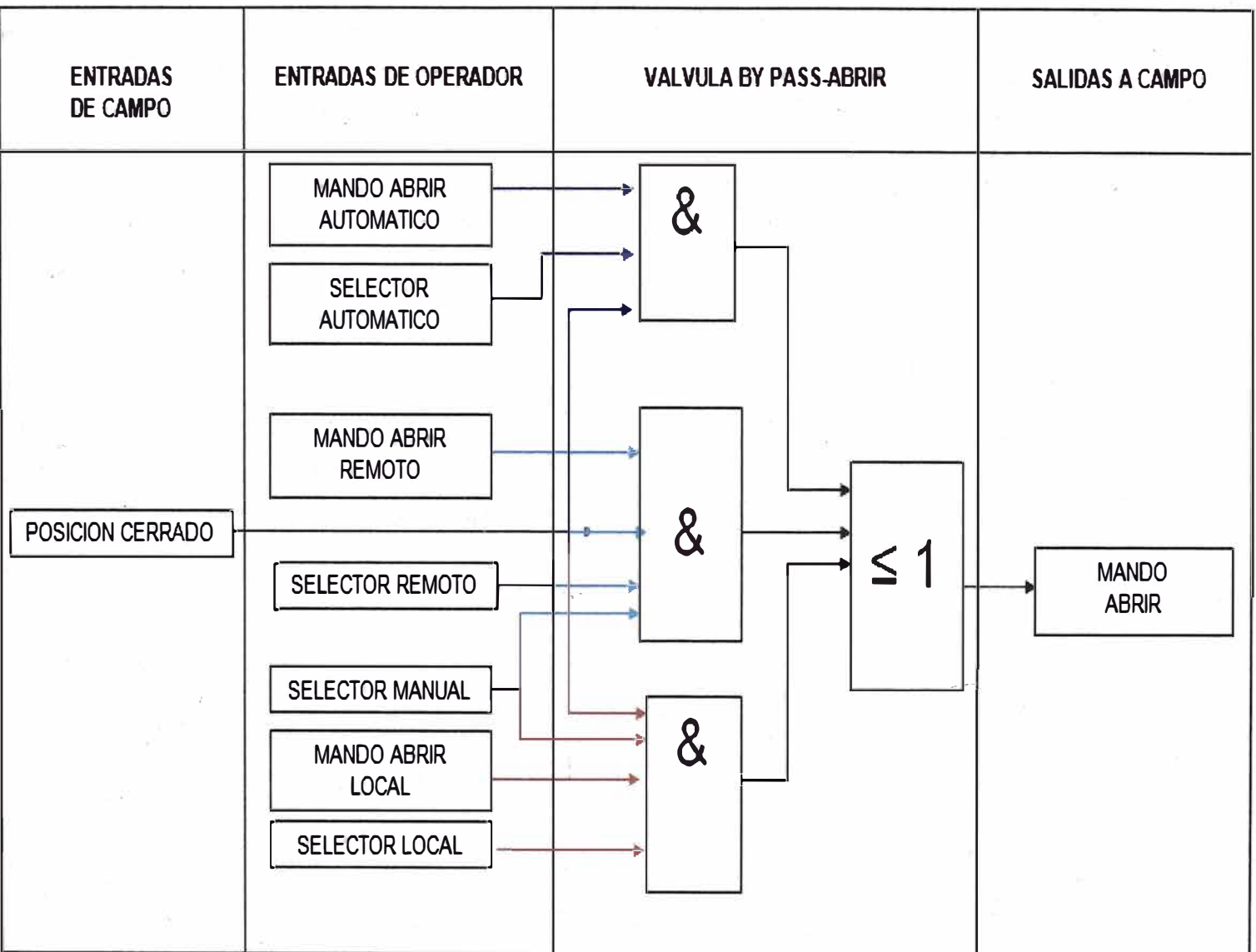
Los diagramas lógicos muestran los eventos a ejecutarse en la planta de producción eléctrica, es importante mencionar que los diagramas mostrados empiezan con la apertura de la válvula by pass, para esto es necesario que el agua se encuentre a la entrada de dicha válvula, es decir, el conjunto de actividades necesarias para que el agua llegue hasta este punto no están siendo tomadas en cuenta, el alcance de este diseño esta abarcando la automatización de la casa de máquinas, se necesita otro controlador que sea el cerebro en la represa para que controle los actuadores de las compuertas.

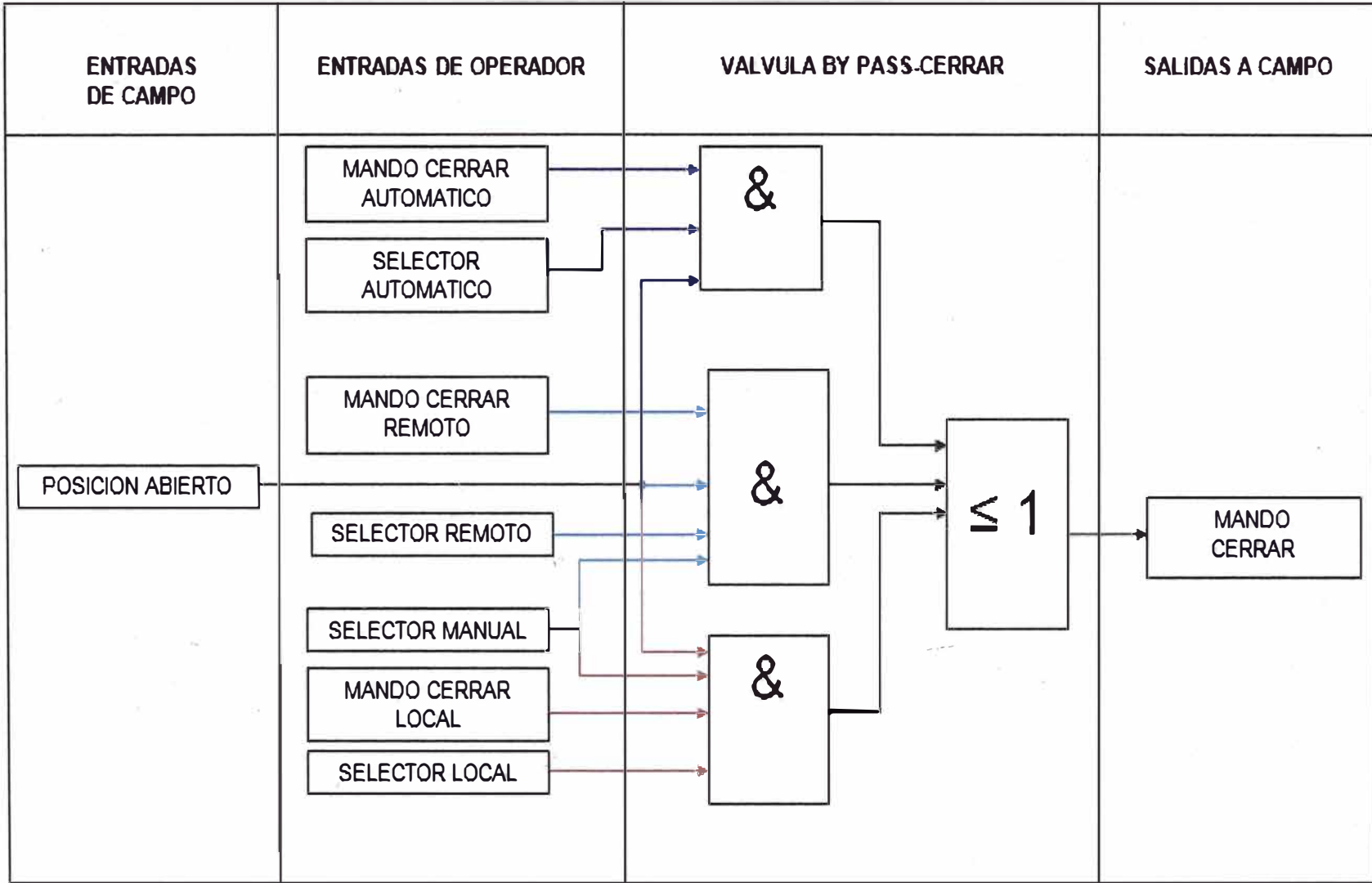
Antes de comenzar con la apertura de la válvula by pass existen una serie de condiciones que se deben cumplir como son por ejemplo un nivel de aceite aceptable en el tanque del regulador de velocidad, temperaturas dentro de los límites permisibles en los cojinetes, etc.

Todas estas condiciones son mostradas más adelante en el punto 3.5.1 llamado "Modo normal de operación".

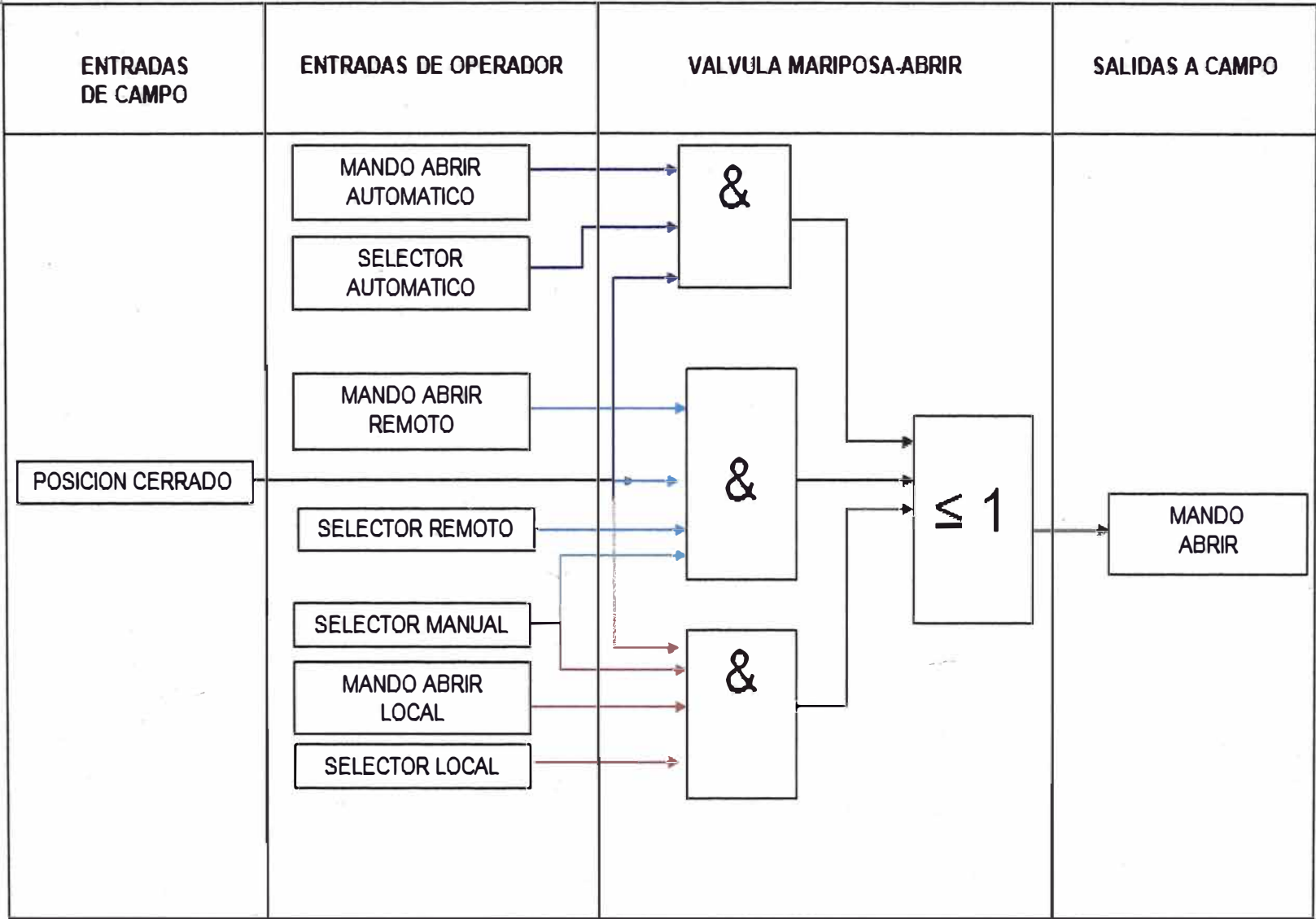
**DIAGRAMAS LOGICOS DE AUTOMATIZACION DE LOS PROCESOS DE  
LA CENTRAL HIDROELECTRICA**

**Mando de Apertura a la Válvula By-pass**



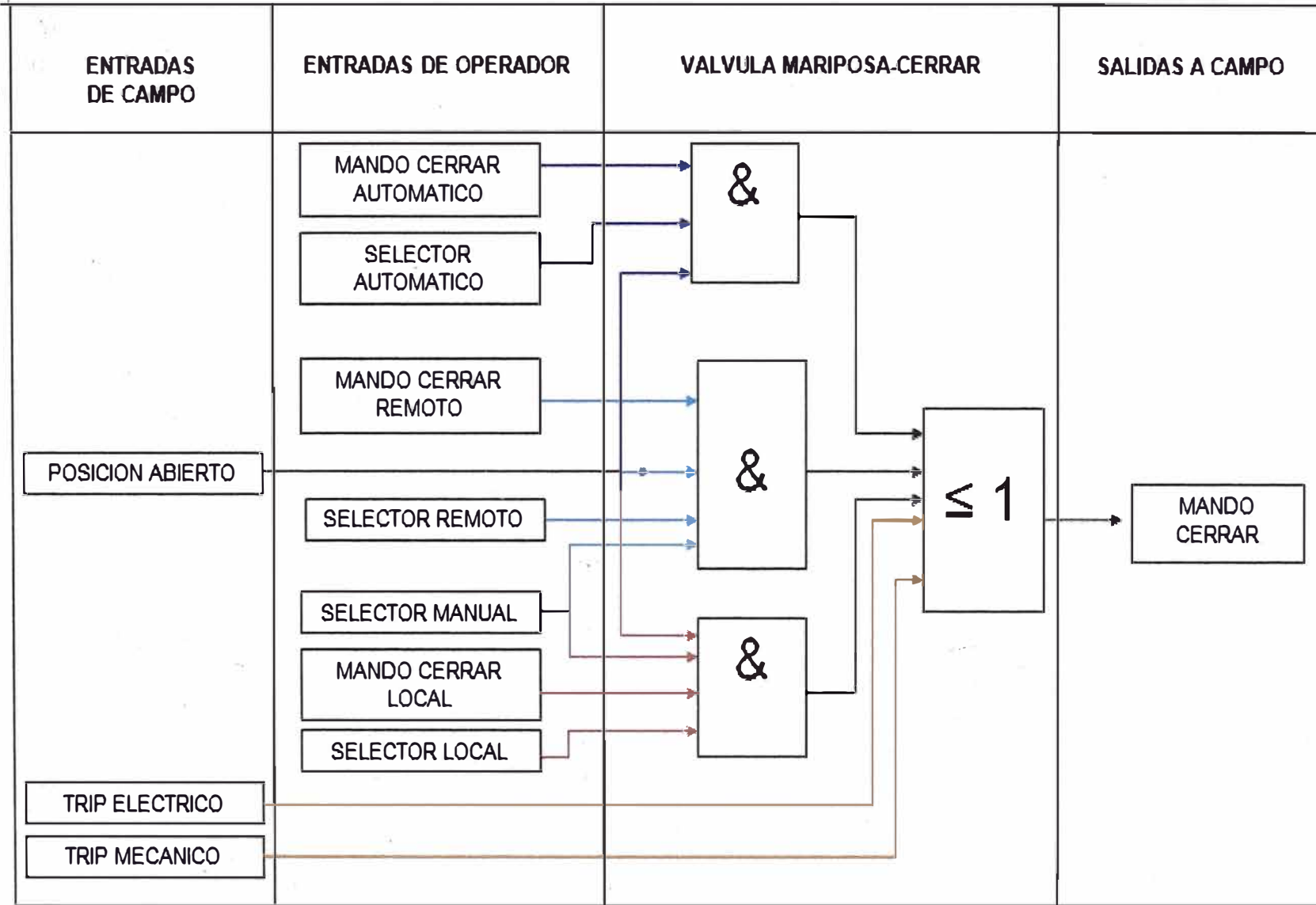


Mando de Cierre a la Válvula By-pass

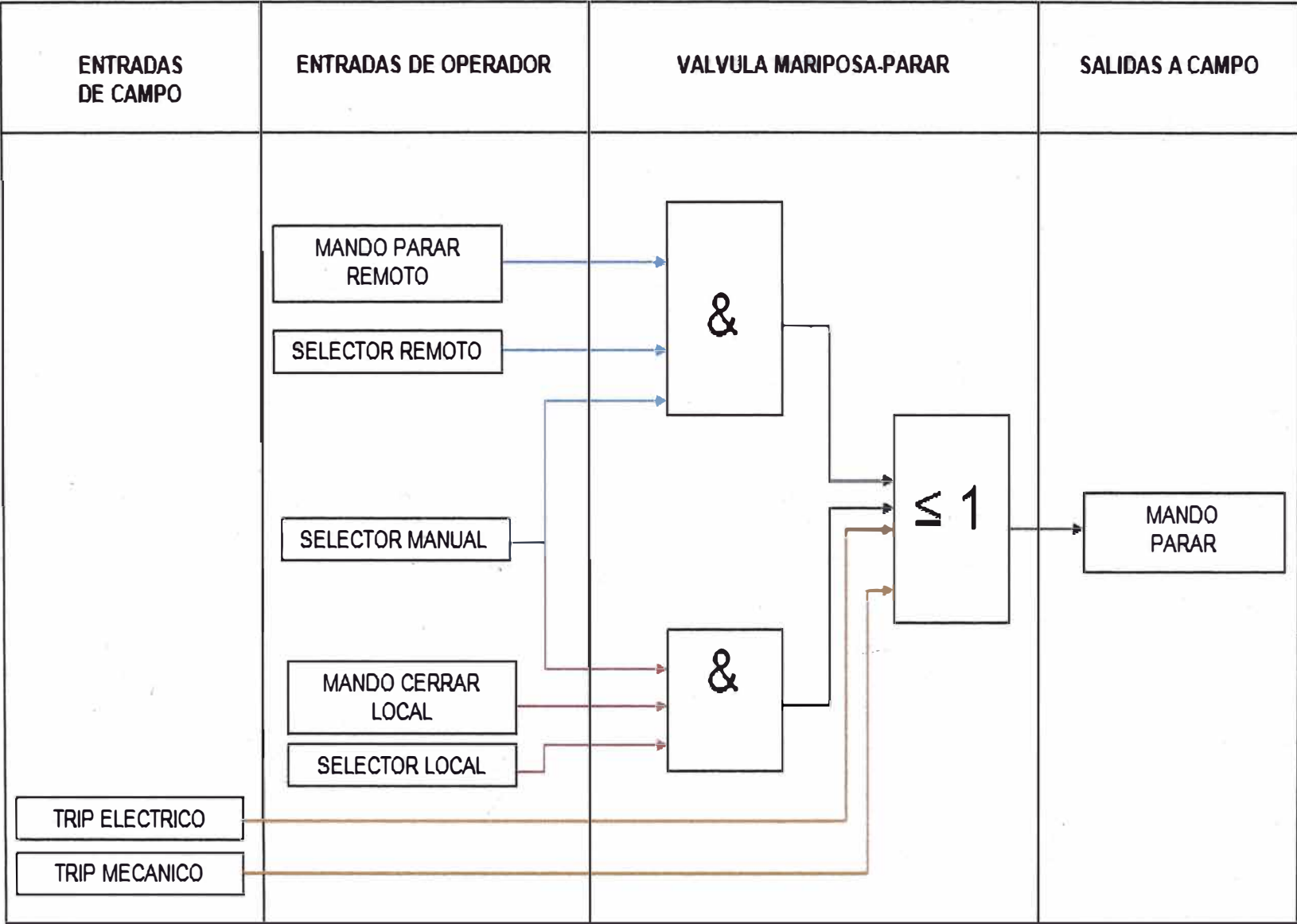


Mando de Apertura a la Válvula Mariposa

Mando de Cierre a la Válvula Mariposa

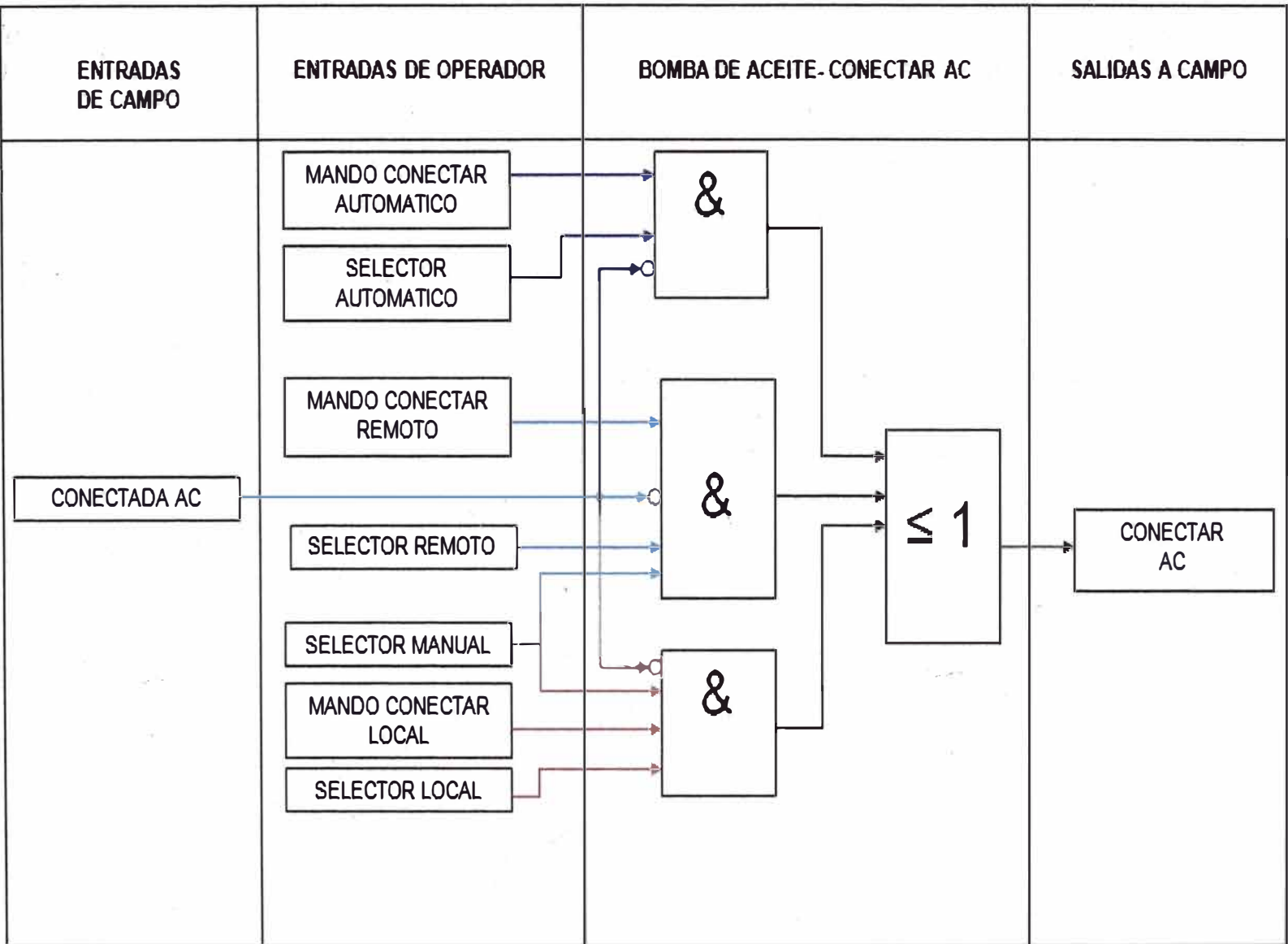


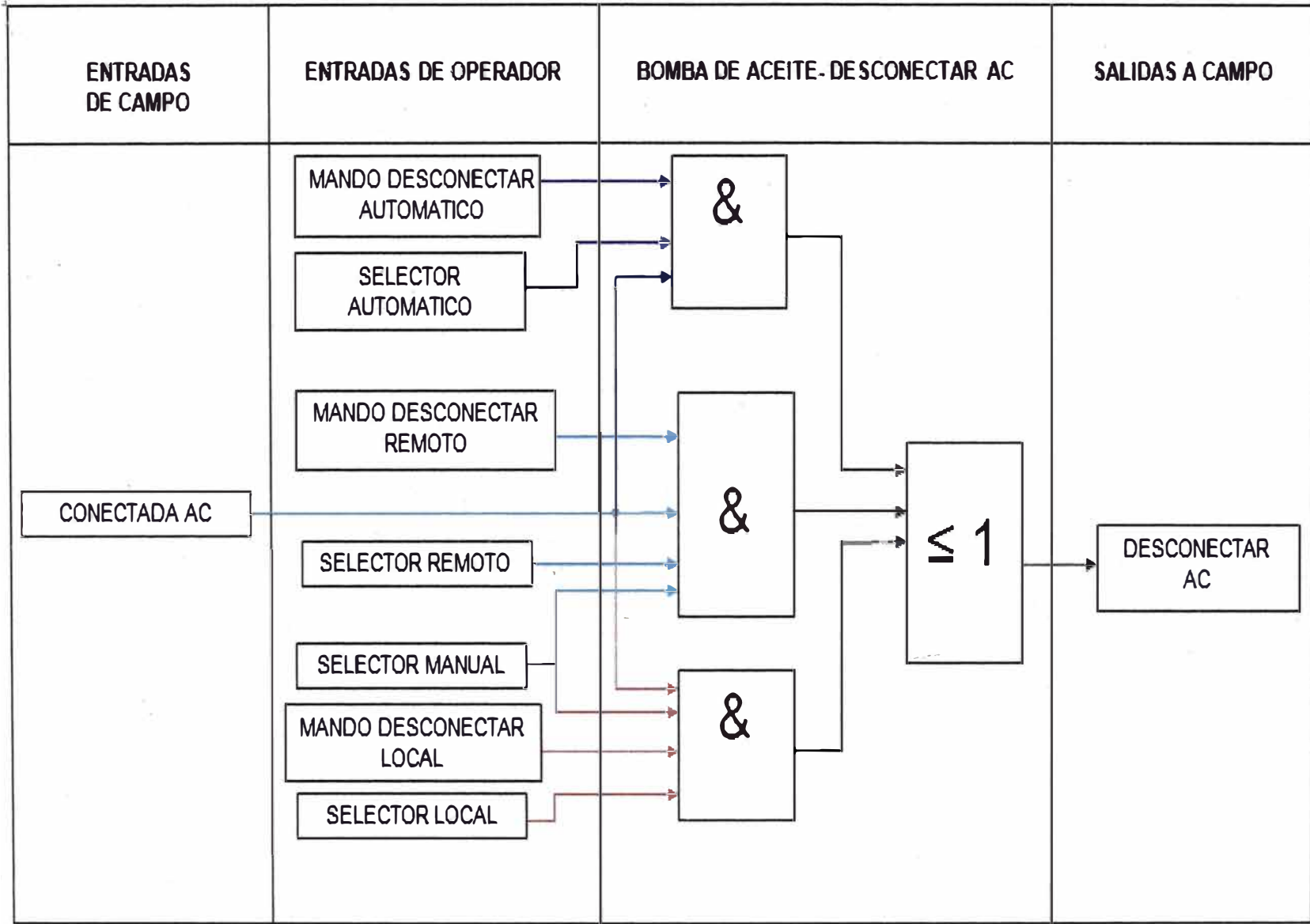




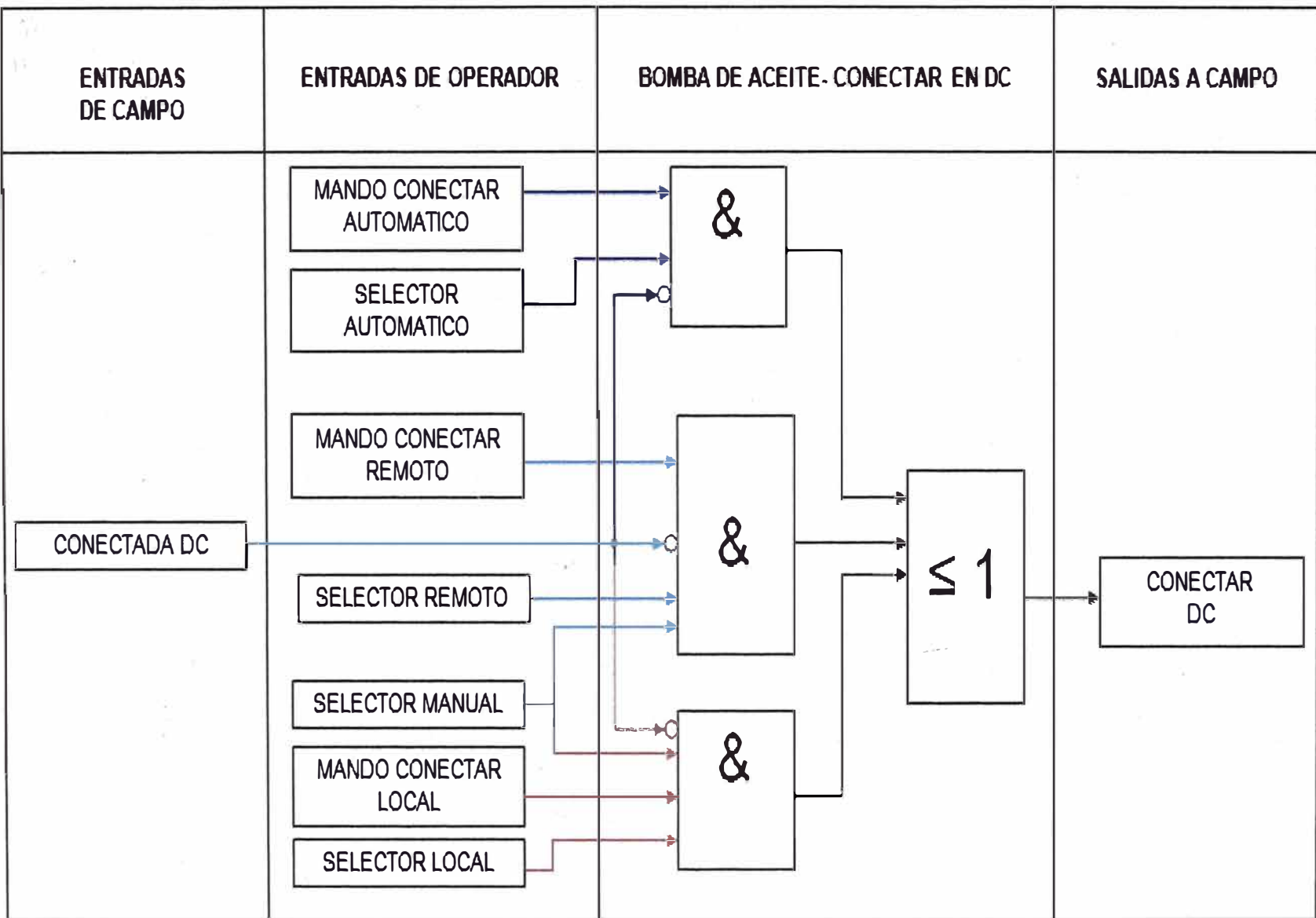
Mando Parar a la Válvula Mariposa

**Mando a Bomba de Aceite de Regulación de Velocidad- Conectar en AC (Corriente Alterna)**



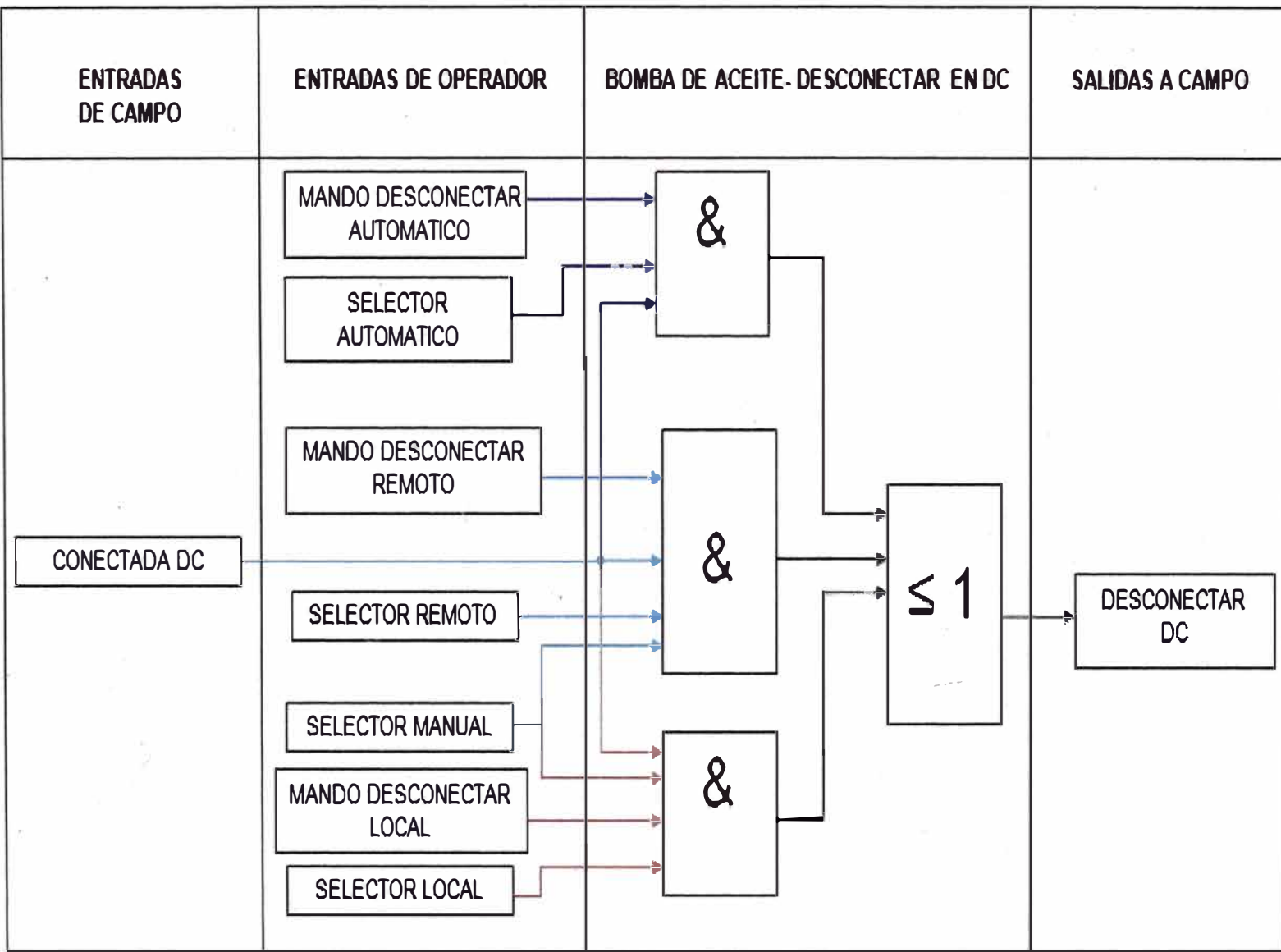


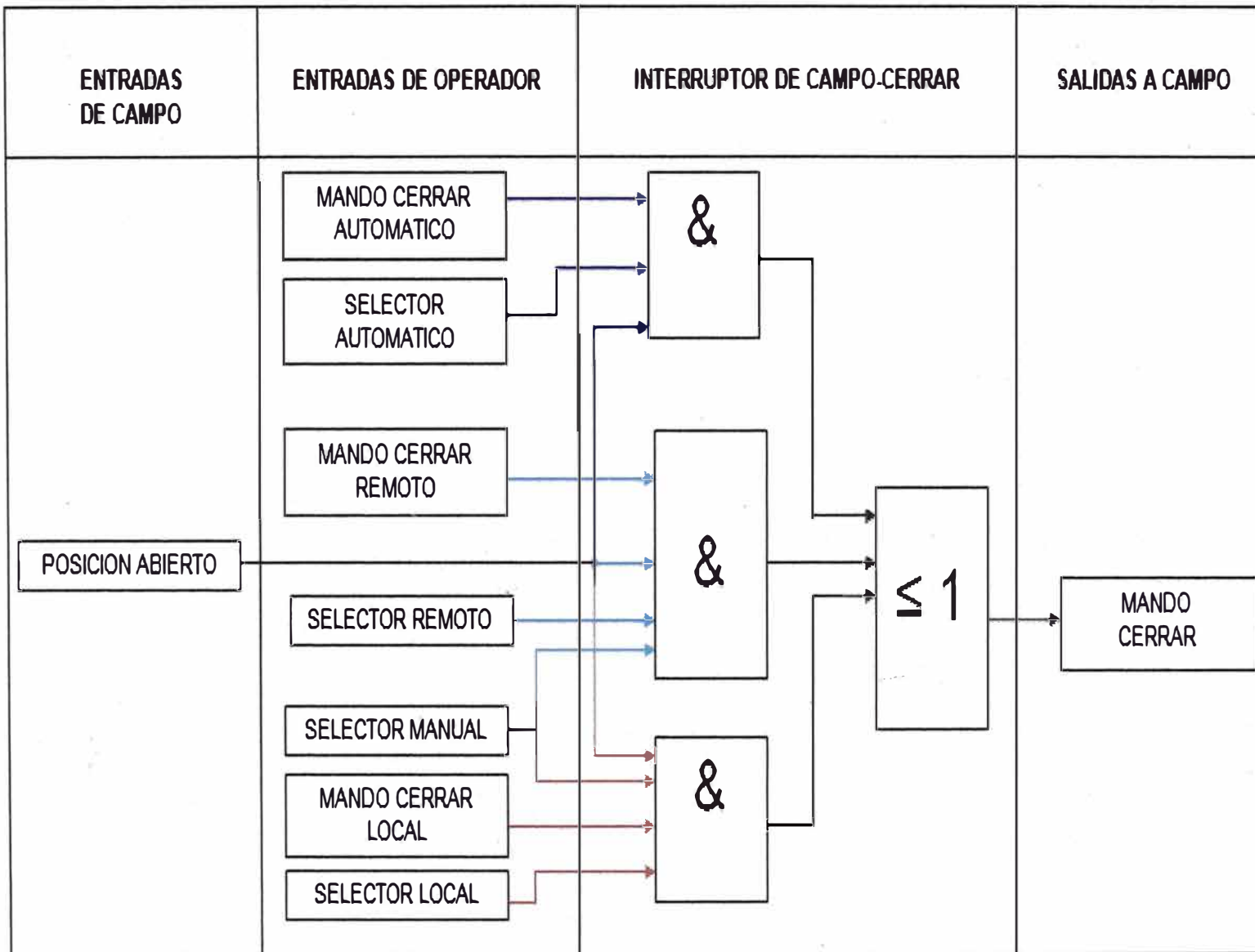
**Mando a Bomba de Aceite de Regulación de velocidad- Desconectar en AC**



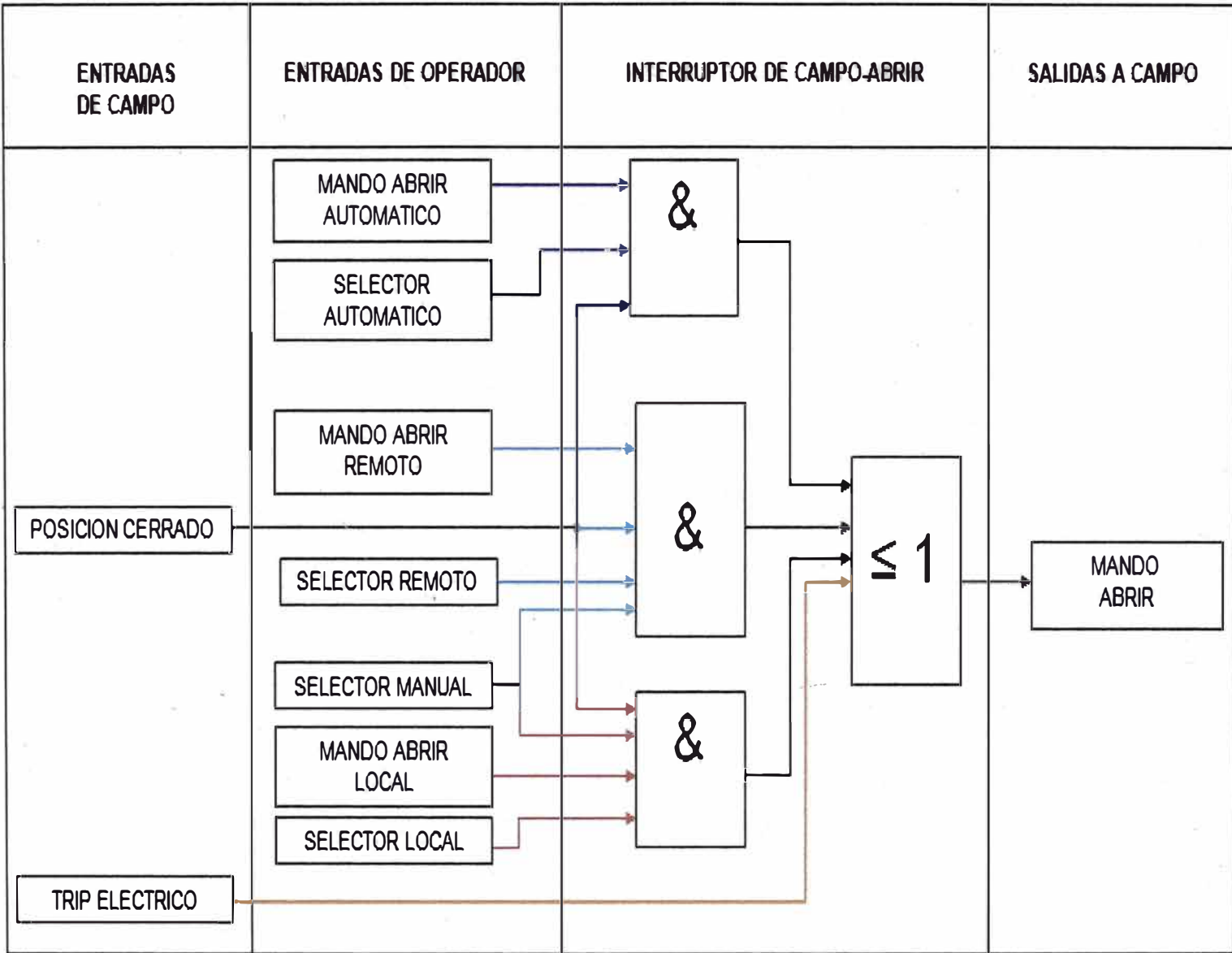
**Mando a Bomba de Aceite de Regulación de Velocidad - Conectar en DC (Corriente Continua)**

**Mando a Bomba de Aceite de Regulación de Velocidad - Desconectar en DC**

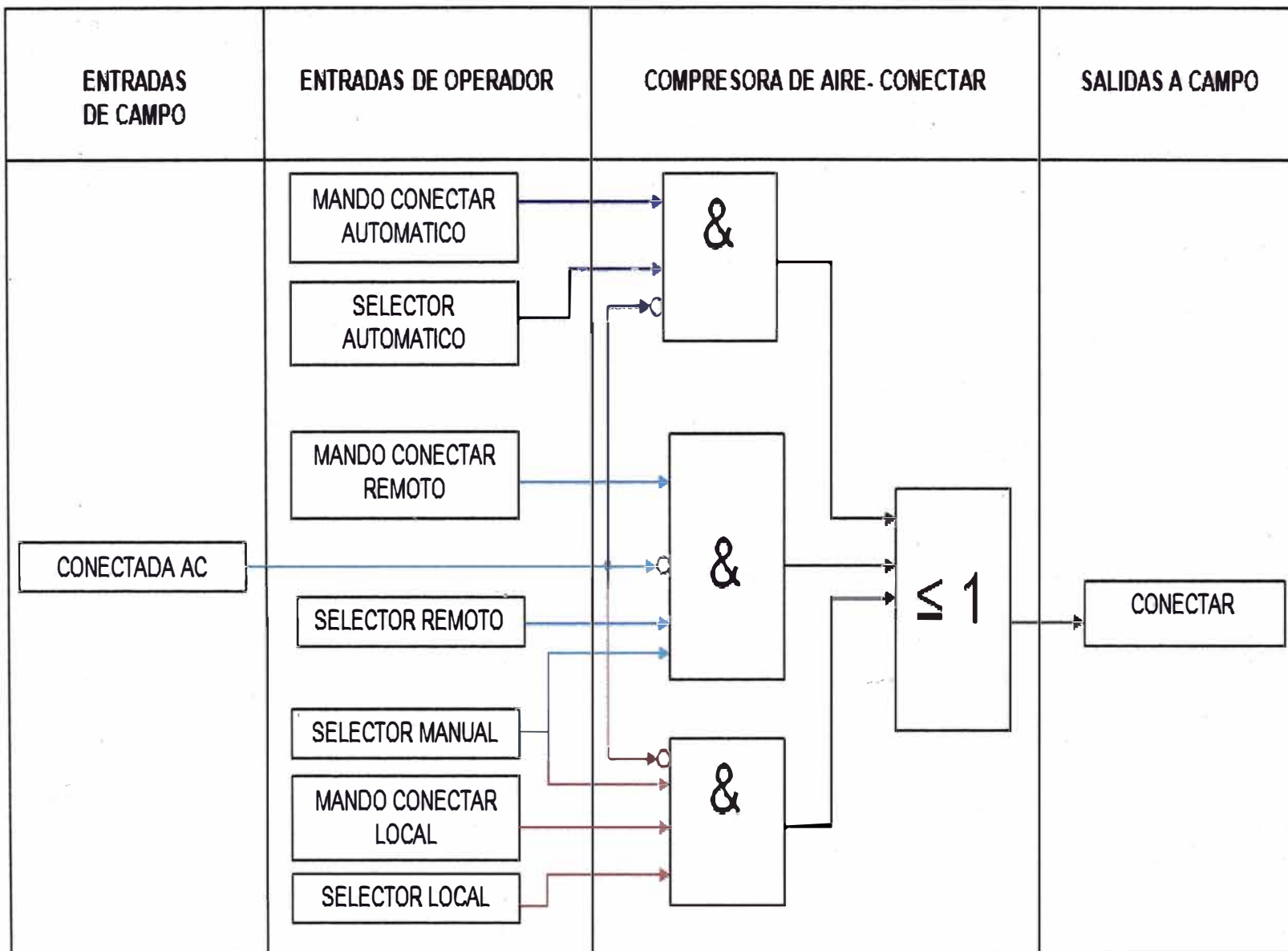




Mando de Cierre a Interruptor de Campo

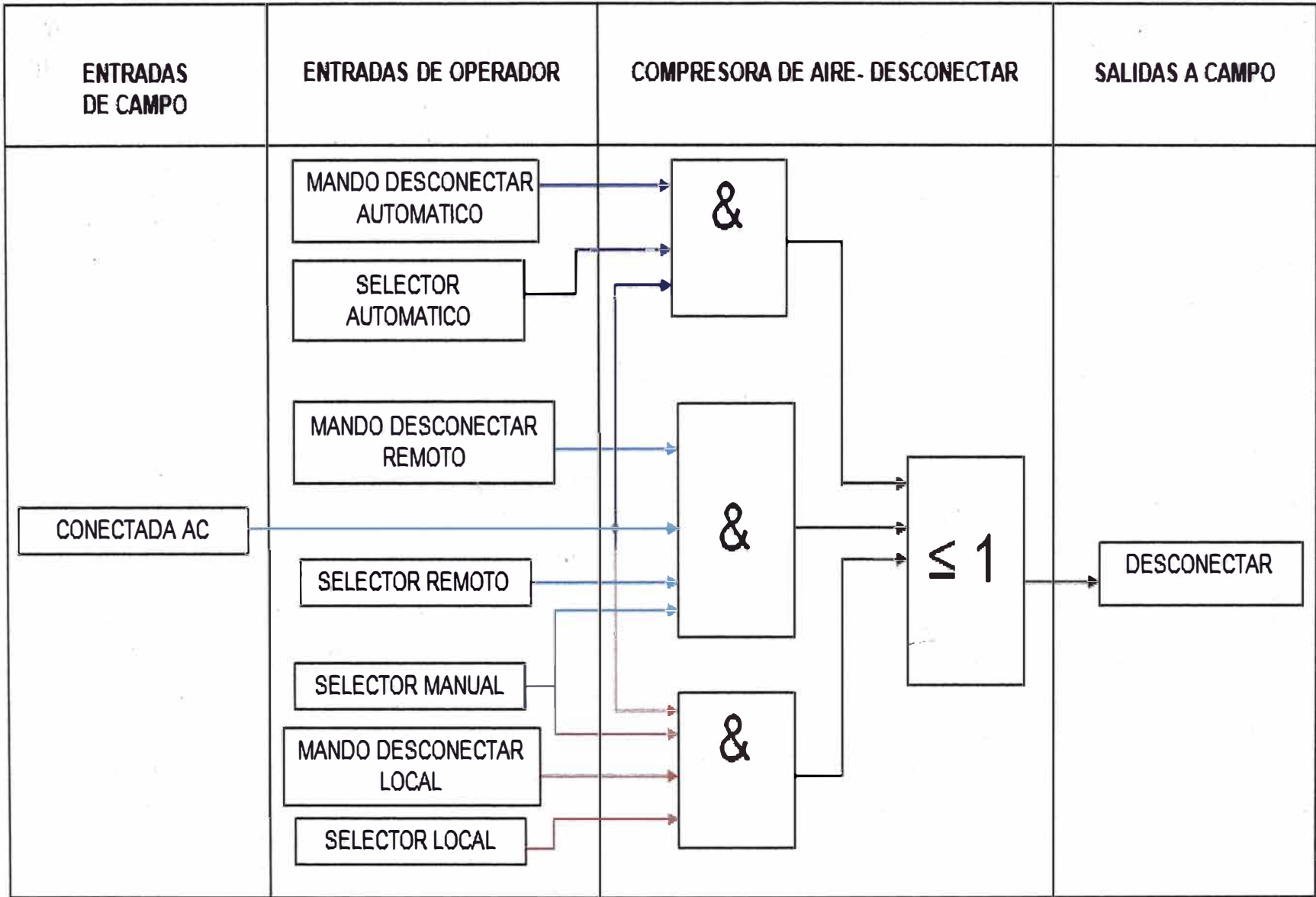


Mando de Apertura a Interruptor de Campo

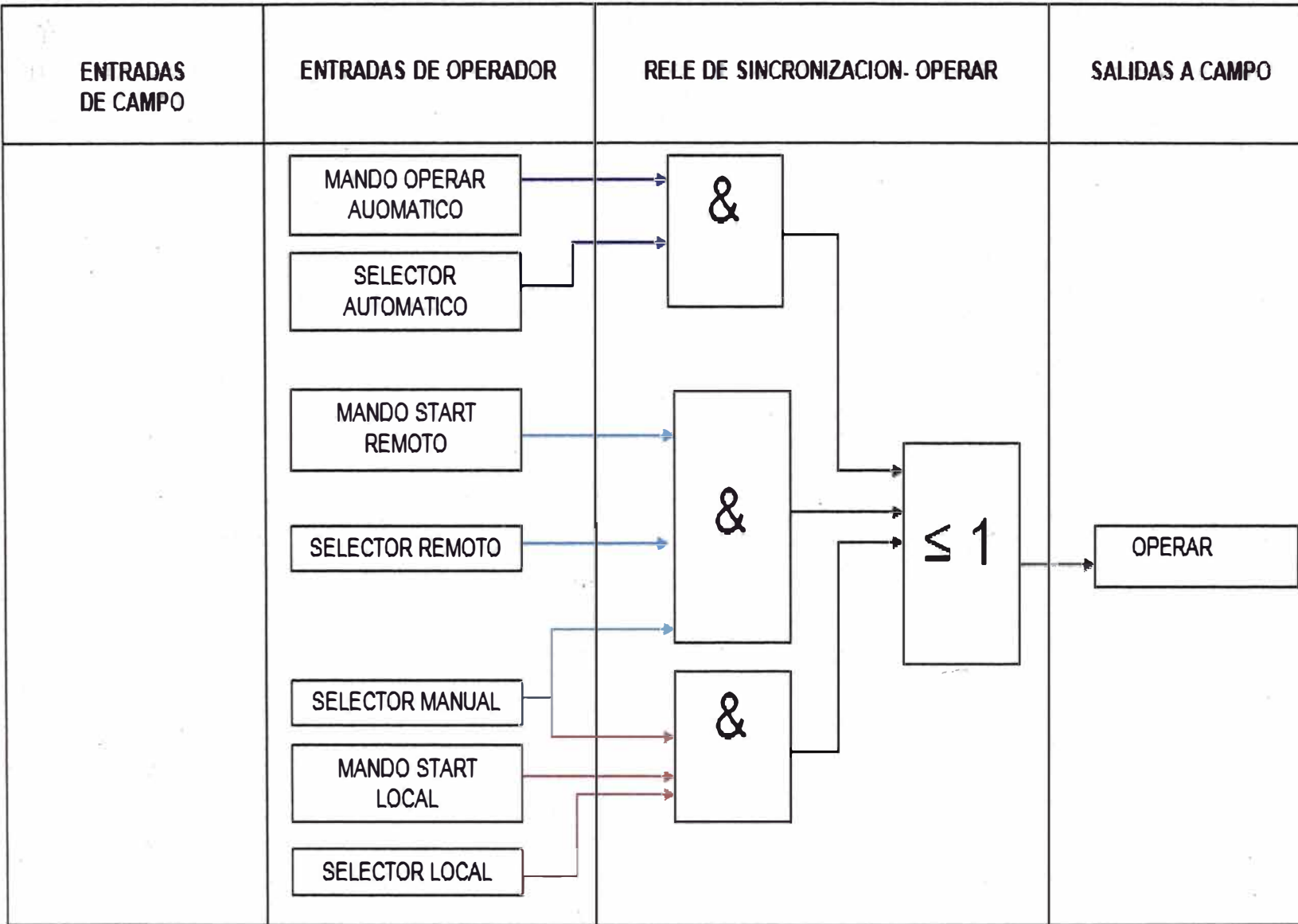


Mando a Compresora de Aire-Conectar

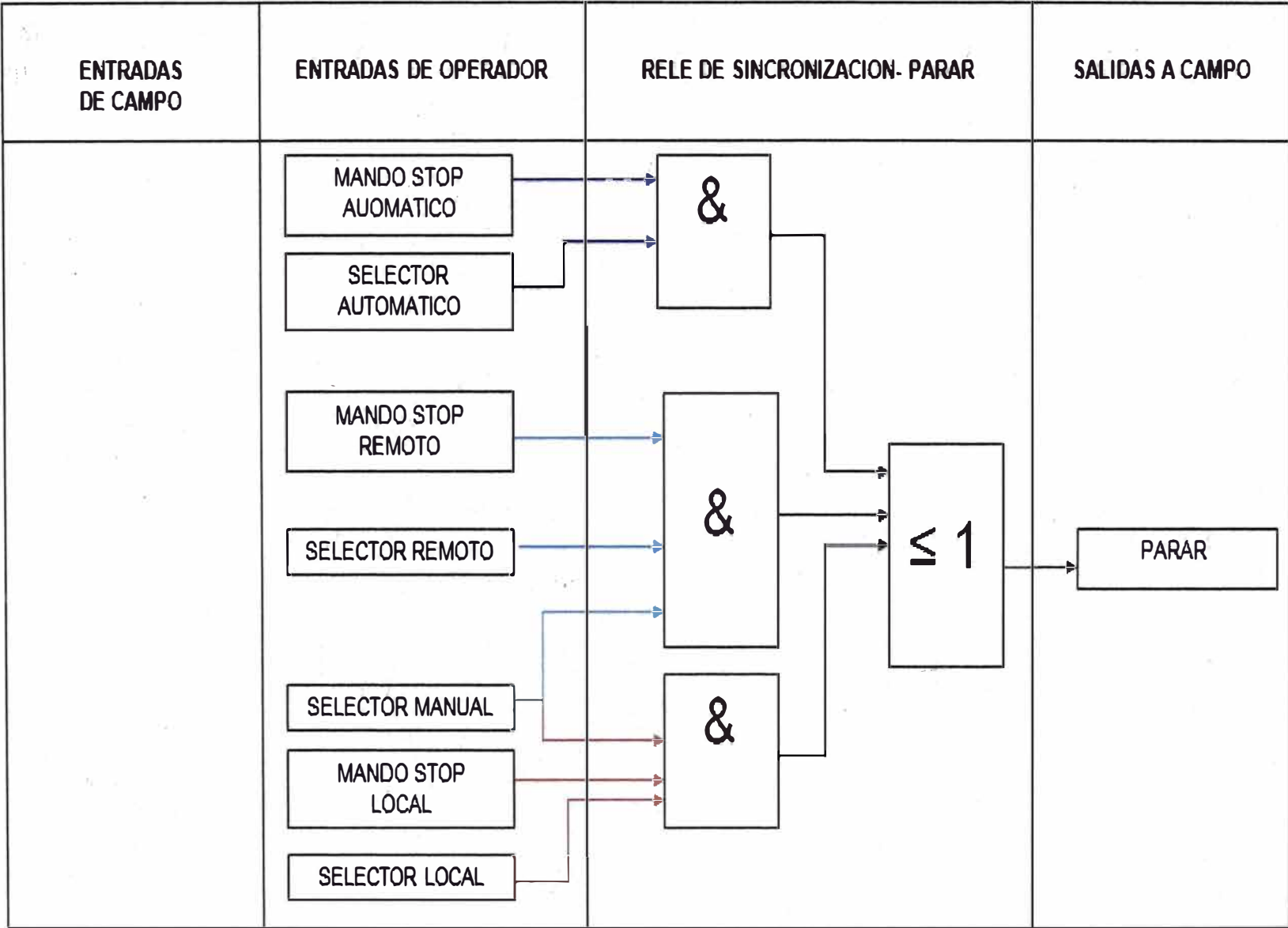




Mando a Compresora de Aire-Desconectar



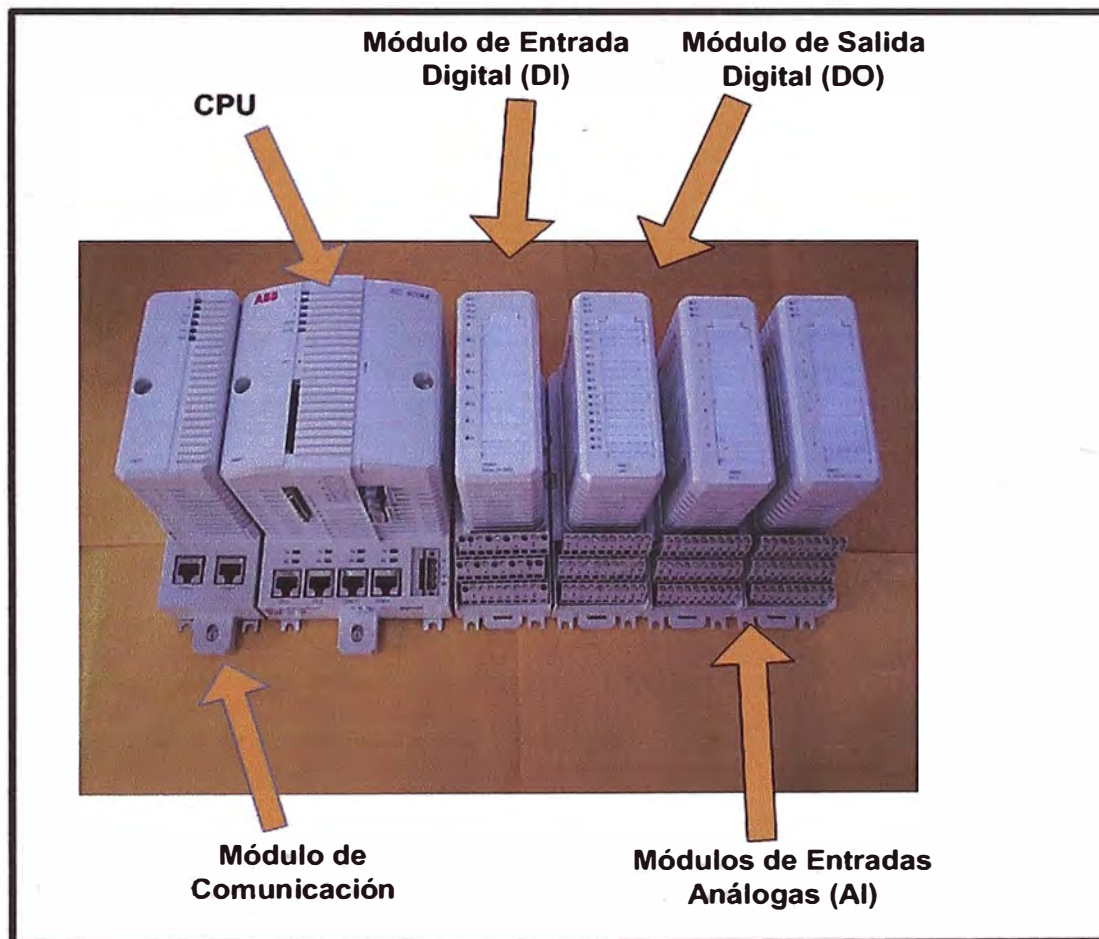
Mando a Relé de Sincronización-Operar



Mando a Relé de Sincronización-Parar

### 3.3 Elemento controlador AC800

De las siglas “*Advant Controller 800*”, el controlador es el cerebro del sistema. En él se ejecuta la lógica de control, y es este equipo el que envía las señales de salida hacia los actuadores. El controlador constituye el equipo de mayor importancia, por lo que su selección requiere cuidados que eviten gastos innecesarios con un equipo más potente de lo que se requiere. La selección de los controladores se basa en la cantidad de memoria disponible, la velocidad de procesamiento, capacidad de comunicación, y aspectos adicionales como dimensiones, seguridad y redundancia.



**Figura 3.10 Controlador AC800**

Estos controladores incluyen procesadores cuyas características deben ser

tomadas en cuenta para la selección y que son resumidas en la siguiente tabla.

	PM851	PM856	PM860	PM861A	PM864A	PM865A
Memoria RAM (MB)	8	8	8	16	32	32
Frecuencia de Reloj (MHz)	24	24	48	48	96	96
Performance-tiempo para 1000 operaciones booleanas (ms)	0.46	0.46	0.23	0.23	0.15	0.15
Configuración Redundante	No	No	No	Si	Si	Si
Número de controladores por proyecto	32					
Alimentación	24Vdc (19.2-30Vdc)					
Consumo a 24Vdc. Típica/Máxima (mA)	180/300	180/300	180/300	250/430	287/487	287/487
Potencia Disipada	5.0	5.0	5.0	6.0	6.9	6.9
Máximo módulos de comunicación	1	12	12	12	12	12
Cluster para Módulos E/S	1el+1op	1el+7op	1el+7op	1el+7op	1el+7op	1el+7op
Módulos E/S	Max 24 canales de E/S	Max 96 canales de E/S	Max 96 canales de E/S	Max 96 canales de E/S	Max 96 canales de E/S	Depende de la configuración
Puertos Ethernet	1	2	2	2	2	2
Puertos RS-232	1 (La otra interface RS232 es para la descarga del programa)					
Condiciones ambientales	Industrial					
Grado de Protección	IP20					
Dimensiones	Ancho 119 x Alto 186 x Profundidad 135mm					
Peso (gr)	1100			1200		

**Tabla 3.2: Características de los procesadores PM8XX de los controladores ABB AC800**

### 3.3.1 Señales para el PLC del Grupo I

Con respecto a las variables tomadas de campo a continuación se muestra el detalle de las señales de entradas digitales utilizadas para el control del grupo I de la central hidroeléctrica.

Estas señales serán cableadas hasta el módulo terminal DI810, de siglas *digital input*, cada DI810 acepta hasta 16 canales de 24Vdc (**ver anexo 1**), de la tabla 3.2 se observa que los procesadores PM856 hacia adelante, trabajan como máximo con 96 entradas y/o salidas, veremos cuantas entradas digitales son necesarios para el control del grupo I.

Entradas Digitales (Digital Input, DI810)			
	Dispositivo que envía la señal	Descripción	Número de entradas
GRUPO I	Tablero de protección eléctrica de grupo I	.Operación de protección diferencial de generador	1
		.Protección de sobre corriente de generador	
		.Protección falla interruptor	
		.Protección K86G	
		.Falla interna protección diferencial de generador	1
		.Falla interna protección sobre corriente de generador	1
	Tablero de válvula mariposa	.Límite abierto	1
		.Límite intermedio	1
		.Límite cerrado	1
		.Activación de solenoide circuito de fuerza	1
		.Reserva	1
	Tablero de compresora	.Baja presión de Compresora	1
.Alta presión de compresora		1	
.Compresora de aire encendida		1	



**Entradas Digitales (Digital Input,DI810) continuación**

	<b>Dispositivo que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO I</b>	<b>Tablero de bomba de aceite refrigeración cojinetes</b>	.Bajo fluido de aceite bomba de cojinetes	1
		.Filtro obstruido bomba de cojinetes	1
		.Fallo de motor bomba de cojinetes	1
		.Bomba de recirculación y refrigeración conectada	1
	<b>Tablero de bomba de aceite del regulador de velocidad</b>	.Bomba de aceite VAC conectada	1
		.Bomba de aceite DC conectada	1
		.Bajo nivel de aceite	1
		.Filtro de aceite de regulador obstruido	1
		.Reserva	1
	<b>Interruptor principal</b>	.Interruptor abierto	1
		.Interruptor cerrado	1
		.Parada de emergencia	1
	<b>Interruptor de sistema de excitación</b>	.Interruptor abierto	1
		.Interruptor cerrado	1
	<b>Regulador de tensión</b>	.Falla interna del regulador	1
	<b>Tablero válvula by pass</b>	. By pass cerrado	1
		.By pass abierto	1
	<b>Señales de pérdida de tensión en tablero de SSAA 220VAC</b>	.Interruptor principal transformador de alumbrado	1
		.Interruptor de acoplamiento de barras	1
		.Interruptor de transformador de servicios auxiliares	1
		.Interruptor de cargador rectificador 110Vcc	1
		.Interruptor de cargador rectificador 48Vcc	1
.UPS de sala de comunicaciones (UPS existente)		1	
.UPS-1 para servidor de aspectos		1	
.UPS-2 para fuentes de los controladores grupos I y II		1	
.Interruptor alimentador de sensor de nivel cámara de carga		1	
.Interruptor principal AC regulador de velocidad		1	
.Interruptor tablero de fuerza de válvula mariposa		1	
.Interruptor de alimentación bomba de aceite de cojinetes		1	
.Interruptor de alimentación compresora		1	
.Interruptor de grupo electrógeno	1		
.Interruptor de alumbrado y tomacorriente en tableros de protección	1		

<b>Entradas Digitales (Digital Input,DI810) continuación</b>			
	<b>Dispositivo que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO I</b>	<b>Señales de pérdida de tensión en tablero de SSAA 110VDC</b>	.Interruptor principal de tablero de SSAA 110VDC	1
		.Interruptor de tablero de protección Grupo I	1
		.Interruptor tablero de protección de línea de transmisión 72.5KV	1
		.Interruptor tablero de protección transformador 44/5.25KV	1
		.Interruptor tablero de protección autotransformador 72.5/44KV	1
		.Interruptor tablero de Switches RUGGDECOM existentes	1
		.Interruptor celda de interruptor de potencia grupo I	1
		.Interruptor celda de lado primario de transformador 44/5.25Kv	1
		.Interruptor celda de lado secundario de transformador 44/5.25Kv	1
		.Interruptor de tablero de interruptor de potencia en 44KV	1
		.Interruptor de tablero de PLC grupo I	1
		.Interruptor de alimentación de regulador de tensión grupo I	1
		.Interruptor regulador de velocidad Voith	1
	.Interruptor alimentación a bomba DC de regulador Voith	1	
	<b>Tablero de regulador de velocidad</b>	.Falla de sensor de velocidad	1
		.Falla de sensor de posición	1
		.Sobre velocidad	1
		.Falla de bomba de aceite	1
		.Reserva	1
	<b>Celda de seccionador de grupo</b>	.Seccionador de grupo I abierto	1
		.Seccionador de grupo I cerrado	1
		<b>Total de entradas digitales</b>	<b>64</b>

**Tabla 3.3 Entradas digitales a módulo DI810**



Las entradas analógicas serán cableadas hasta el módulo terminal AI810 y AI830, cada AI810 y AI830 aceptan 8 canales con opción 0-20mA, 4-20mA, 0-10Vdc y 2-10Vdc configurable (ver anexo 2).

<b>Entradas Analógicas (Analog Input,AI810)</b>			
	<b>Equipamiento que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO I</b>	<b>Tablero de regulador de velocidad</b>	.Potenciómetro de set point de velocidad	1
		.Límite del potenciómetro set point de velocidad	1
		.Reserva	1
		.Reserva	1
	<b>Tubería forzada</b>	.Caudalímetro en tubería forzada de grupo I	1
	<b>Cámara de carga</b>	.Sensor de nivel en cámara de carga	1
<b>Total de entradas analógicas</b>			<b>6</b>

**Tabla 3.4 Entradas analógicas a módulo AI810**

<b>Entradas Analógicas desde los RTDs (Analog Input,AI830)</b>			
	<b>Equipamiento que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO I</b>	<b>Cojinete de Lado Excitatriz (LE)</b>	. RTD de cojinete LE	1
	<b>Cojinete de Lado Opuesto a la Excitatriz (LOE)</b>	. RTD de cojinete LOE	1
	<b>Entradas analógicas</b>		<b>2</b>

**Tabla 3.5 Entradas analógicas a módulo AI810**

Los mandos del PLC para el grupo I serán cableadas desde los módulos DO810 (*digital output*), cada DO810 acepta hasta 16 canales de 24Vdc (**Ver anexo 3**):

<b>Salidas Digitales (Digital Output, DO810)</b>			
	<b>Dispositivo que recibe la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de salidas</b>
<b>GRUPO I</b>	<b>Tablero de protección eléctrica grupo I</b>	.Falla de controlador	1
		.Disparo por falla mecánica	1
	<b>Tablero de válvula mariposa</b>	.Abrir válvula mariposa	1
		.Parar válvula mariposa	1
		.Cerrar válvula mariposa	1
	<b>Tablero de válvula by pass</b>	.Abrir válvula by pass	1
		.Cerrar válvula by pass	1
	<b>Tablero de bomba de aceite refrigeración cojinete</b>	.Conectar bomba	1
		.Desconectar bomba	1
	<b>Tablero de bomba de aceite del regulador de velocidad</b>	.Conectar bomba VAC	1
		.Desconectar bomba VAC	1
		.Conectar bomba VCC	1
		.Desconectar bomba VCC	1
		.Reserva	1
	<b>Compresora de aire</b>	.Arranque de compresora	1
		.Parada de compresora	1
		.Reserva	1
	<b>Interruptor de sistema de excitación</b>	.Abrir interruptor	1
		.Cerrar interruptor	1
	<b>Tablero Sincronización</b>	.Selección de sincronización grupo I	1
.Arranque de relé de sincronización		1	
.Parada de relé de sincronización		1	
<b>Tablero de Interruptor de potencia</b>	.Abrir interruptor	1	

Salidas Digitales (Digital Output, DO810) cont.				
GRUPO I	Dispositivo que recibe la señal	Descripción	Número de salidas	
	Tablero de regulador de velocidad	.Arranque regulador		1
		.Parada regulador		1
		.Ajuste de setpoint de velocidad		1
		.Máximo setpoint de velocidad		1
		.Bajo setpoint de velocidad		1
		.Alto setpoint de velocidad		1
		.Límite inferior de velocidad		1
		.Límite superior de velocidad		1
		.Listo para operar		1
		.Operación manual		1
	Tablero de regulador de tensión	.Arranque de regulador		1
		.Parada de regulador		1
		.Incrementar setpoint de regulador		1
		.Disminuir setpoint de regulador		1
		.Regulación automática		1
		.Regulación manual		1
		.Reset de alarmas de regulador		1
	<b>Total de salidas digitales</b>			<b>40</b>

**Tabla 3.6 Salidas digitales de módulo DO810**

### 3.3.2 Señales para el PLC del Grupo II

A continuación se muestra el detalle de las señales de entradas digitales utilizadas para el control del grupo II de la central hidroeléctrica.

Estas señales serán cableadas hasta el módulo terminal DI810.

<b>Entradas Digitales (Digital Input, DI810)</b>			
	<b>Dispositivo que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO II</b>	<b>Tablero de protección eléctrica grupo II</b>	.Operación de protección diferencial de generador	1
		.Protección de sobre corriente de generador	
		.Protección falla interruptor	
		.Protección K86G	
		.Falla interna protección diferencial de generador	1
		.Falla interna protección sobre corriente de generador	1
	<b>Tablero de válvula mariposa</b>	.Límite abierto	1
		.Límite intermedio	1
		.Límite cerrado	1
		.Activación de solenoide circuito de fuerza	1
		.Reserva	1
	<b>Tablero de bomba de aceite refrigeración cojinetes</b>	.Bajo fluido de aceite bomba de cojinetes	1
		.Filtro obstruido bomba de cojinetes	1
		.Falla de motor bomba de cojinetes	1
		.Bomba de recirculación y refrigeración conectada	1
	<b>Tablero de bomba de aceite del regulador de velocidad</b>	.Bomba de aceite VAC conectada	1
		.Bomba de aceite DC conectada	1
		.Bajo nivel de aceite	1
		.Filtro de aceite de regulador obstruido	1
		.Reserva	1
<b>Interruptor principal</b>	.Interruptor abierto	1	
	.Interruptor cerrado	1	
	.Parada de emergencia	1	
<b>Interruptor de sistema de excitación</b>	.Interruptor abierto	1	
	.Interruptor cerrado	1	
<b>Regulador de tensión</b>	.Falla interna del regulador	1	
<b>Tablero válvula by pass</b>	.By pass cerrado	1	
	.By pass abierto	1	

<b>Entradas Digitales (Digital Input, DI810) continua</b>			
	<b>Dispositivo que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO II</b>	<b>Señales de pérdida de tensión en tablero de SSAA 220VAC</b>	.Interruptor principal AC regulador de velocidad	1
		.Interruptor tablero de fuerza de válvula mariposa	1
		.Interruptor de alimentación bomba de aceite de cojinetes	1
	<b>Señales de pérdida de tensión en tablero de SSAA 110VDC</b>	.Interruptor de tablero de protección Grupo II	1
		.Interruptor celda de interruptor de potencia grupo II	1
		.Interruptor de tablero de PLC grupo II	1
		.Interruptor de alimentación de regulador de tensión grupo II	1
		.Interruptor regulador de velocidad Voith	1
		.Interruptor alimentación a bomba DC de regulador Voith	1
	<b>Tablero de regulador de velocidad</b>	.Falla de sensor de velocidad	1
		.Falla de sensor de posición	1
		.Sobre velocidad	1
		.Falla de bomba de aceite	1
		.Reserva	1
	<b>Celda de seccionador de grupo</b>	.Seccionador de grupo I abierto	1
		.Seccionador de grupo I cerrado	1
	<b>Total de entradas digitales</b>		

**Tabla 3.7 Entradas digitales a módulo DI810**

Las entradas analógicas serán cableadas hasta los módulos terminales AI810 y AI830.

<b>Entradas Analógicas de 4-20mA (Analog Input, AI810)</b>			
	<b>Equipamiento que envía la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de entradas</b>
<b>GRUPO II</b>	<b>Tablero de regulador de velocidad</b>	. Potenciómetro de set point de velocidad	1
		. Limite del potenciómetro set point de velocidad	1
		.Reserva	1
		.Reserva	1
	<b>Tubería forzada</b>	.Caudalímetro en tubería forzada de grupo II	1
<b>Total de entradas análogas de 4-20mA</b>			<b>5</b>

**Tabla 3.8 Entradas análogas a módulo AI810**



Entradas Analógicas de RTDs (Analog Input, AI830)			
GRUPO II	Equipamiento que envía la señal	Descripción	Número de entradas
	Cojinete de Lado Excitatriz (LE)	. RTD de cojinete LE	1
	Cojinete de Lado opuesto a la Excitatriz (LOE)	. RTD de cojinete LOE	1
	Total de entradas análogas		2

Tabla 3.9 Entradas análogas a módulo AI830

Las salidas o mandos del PLC para el grupo II serán cableadas también desde los módulos DO810.

Salidas Digitales (Digital Output, DO810)			
GRUPO II	Dispositivo que recibe la señal	Descripción	Número de salidas
	Tablero de protección eléctrica grupo II	.Falla de controlador	1
		.Disparo por falla mecánica	1
	Tablero de válvula mariposa	.Abrir válvula mariposa	1
		.Parar válvula mariposa	1
		.Cerrar válvula mariposa	1
	Tablero de válvula by pass	.Abrir válvula by pass	1
		.Cerrar válvula by pass	1
	Tablero de bomba de aceite refrigeración cojinete	.Conectar bomba	1
		.Desconectar bomba	1
	Tablero de bomba de aceite del regulador de velocidad	.Conectar bomba VAC	1
		.Desconectar bomba VAC	1
		.Conectar bomba VCC	1
		.Desconectar bomba VCC	1
		.Reserva	1
	Interruptor de sistema de excitación	.Abrir interruptor	1
		.Cerrar interruptor	1
	Tablero Sincronización	.Selección de sincronización grupo II	1
		.Arranque de relé de sincronización	1
		.Parada de relé de sincronización	1
Tablero de Interruptor de potencia	.Abrir interruptor	1	

<b>Salidas Digitales (Digital Output, DO810) continuación</b>				
<b>GRUPO II</b>	<b>Dispositivo que recibe la señal</b>	<b>Descripción</b>	<b>Número de salidas</b>	
	<b>Tablero de regulador de velocidad</b>		.Arranque regulador	1
			.Parada regulador	1
			.Ajuste de setpoint de velocidad	1
			.Máximo setpoint de velocidad	1
			.Bajo setpoint de velocidad	1
			.Alto setpoint de velocidad	1
			.Límite inferior de velocidad	1
			.Límite superior de velocidad	1
			.Listo para operar	1
			.Operación manual	1
	<b>Tablero de regulador de tensión</b>		.Arranque de regulador	1
			.Parada de regulador	1
			.Incrementar setpoint de regulador	1
			.Disminuir setpoint de regulador	1
			.Regulación automática	1
			.Regulación manual	1
			.Reset de alarmas de regulador	1
	<b>Total de salidas digitales</b>			<b>37</b>

**Tabla 3.10 Salidas digitales de módulo DO810**

### 3.3.3. Módulos de control utilizados por cada grupo generador

El procesador utilizado para esta aplicación será el PM861A ya que reúne los requisitos necesarios para poder controlar la central hidroeléctrica, ahora que se conoce la cantidad total de entradas y salidas necesarias,

Se los resumirá en la siguiente tabla y se aumentará un 20% de reserva:

<b>Nombre</b>	<b>DI</b>	<b>DO</b>	<b>AI</b>	<b>1.2xDI</b>	<b>1.2xDO</b>	<b>1.2xAI</b>
<b>Grupo I</b>	64	40	8	77	48	10
<b>Grupo II</b>	41	37	7	50	45	9

**Tabla 3.11 Cantidad de entradas y salidas totales por grupo (redondeado)**

Por lo tanto ya se puede mostrar la cantidad de módulos necesarios por cada grupo generador:

Nombre	PM861A	DI810	DO810	AI810	AI830
Grupo I	1	5	3	1	1
Grupo II	1	4	3	1	1

Tabla 3.12 Hardware utilizado por cada grupo generador

Con estos datos se puede mostrar la arquitectura de control final de la central hidroeléctrica.

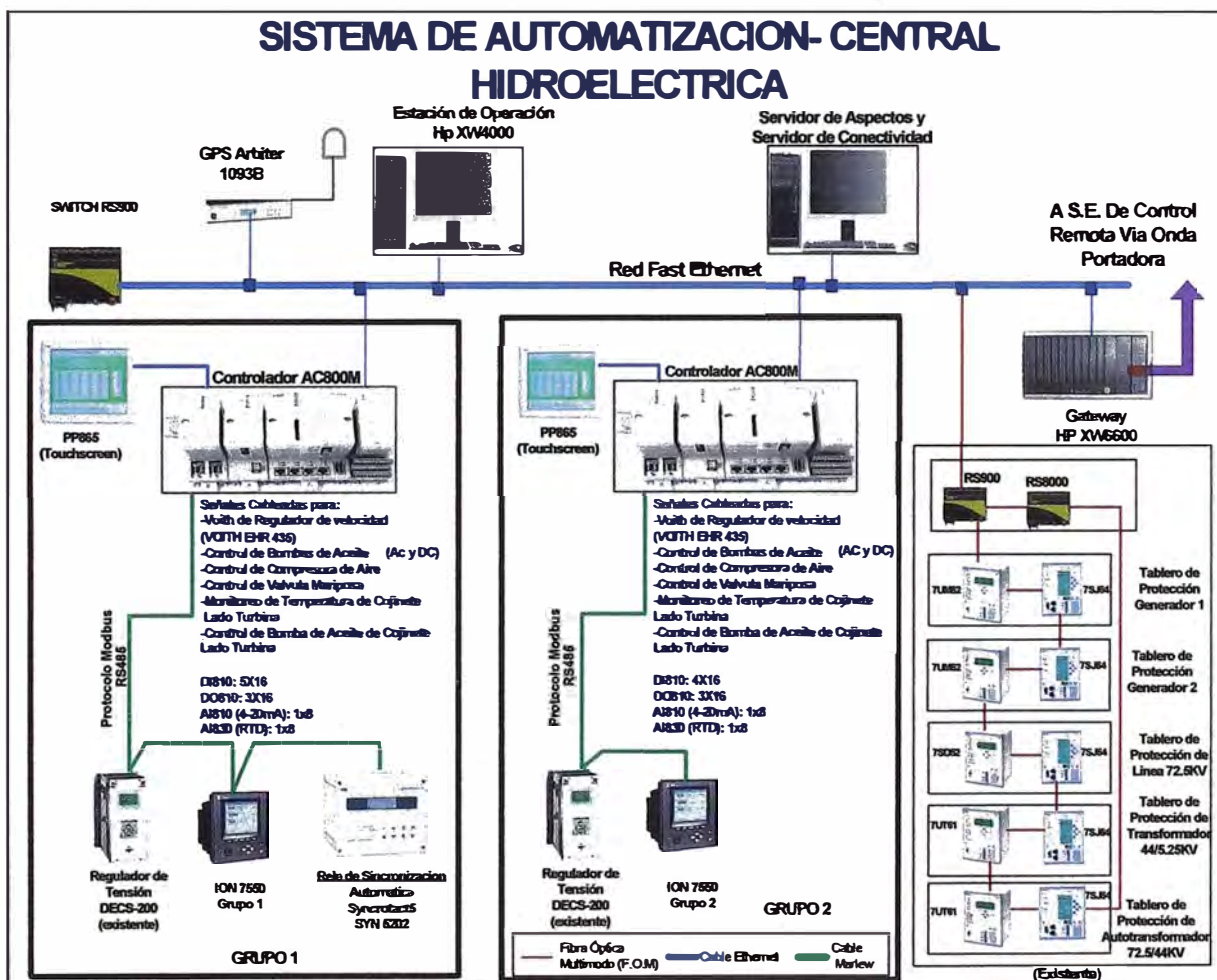


Figura 3.11 Arquitectura del sistema de automatización



### 3.4 Diagrama de proceso y control

En este diagrama se muestra la secuencia de las actividades que se han de realizar para poner en servicio cada grupo generador.

También las actividades para sacar de servicio cada uno de los 2 grupos generadores de energía eléctrica.

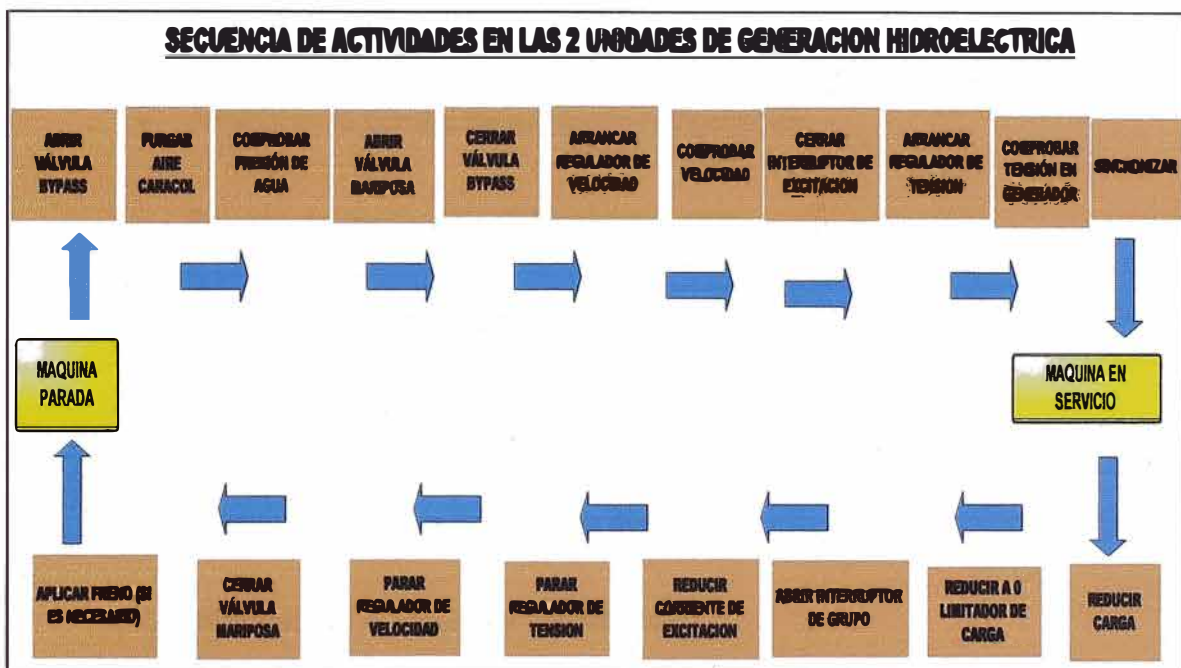


Figura 3.12 Secuencia de actividades del proceso de generación

### 3.5 Funcionamiento del sistema

Ha sido dividido en 2 partes: modo normal de operación y modo de emergencia:

#### 3.5.1 Modo normal de operación

Mediante la automatización de la planta, la figura 3.3 nos muestra el proceso para poner en servicio la central de manera normal es decir sin ningún evento no deseado, pero antes se tienen que cumplir las siguientes condiciones previas para los 2 grupos de generación:

a) Condiciones en la válvula mariposa:

- Presión de 175mW en tubería forzada

- Válvula by pass cerrada.
- Nivel de aceite en tanque de la válvula mariposa lleno.

b) Condiciones en los cojinetes:

- Válvula de agua de refrigeración de aceite abierta.
- Temperatura de cojinetes  $< 50^{\circ}\text{C}$
- Arranque de bomba de aceite de refrigeración.
- Presión de aceite de refrigeración 3.4bar.

c) Condiciones en compresora:

- Arrancar la compresora.
- Presión de aire comprimido en 4psi.

d) Condiciones en el regulador de velocidad:

- Tablero del regulador de velocidad con tensión 220Vac.
- Verificación del nivel de aceite en tanque del regulador.
- Presión de aceite en regulador de 68bar.
- Panel sin alarmas ni bloqueos.

e) Celdas de los grupos 1 y 2:

- Tensión de 110Vcc para bobinas de interruptor.
- Seccionadores en 5.25KV de grupos: cerrados; interruptores de grupos: abiertos.

Una vez que todas estas condiciones se han cumplido recién se puede abrir la válvula by pass lo que dará inicio al proceso de generación de energía eléctrica.

### 3.5.2 Modo de emergencia por falla eléctrica o mecánica

El modo de operación de emergencia existirá cuando se reporte un evento no deseado como por ejemplo una falla eléctrica en cualquiera de los 2 grupos de generación o una falla mecánica como por ejemplo una sobre temperatura en los cojinetes o una sobre velocidad de cualquiera de los 2 grupos, estas fallas eléctricas o mecánicas harán que el grupo eléctrico en estado de falla salga fuera de servicio siguiendo la siguiente lógica de parada de emergencia:



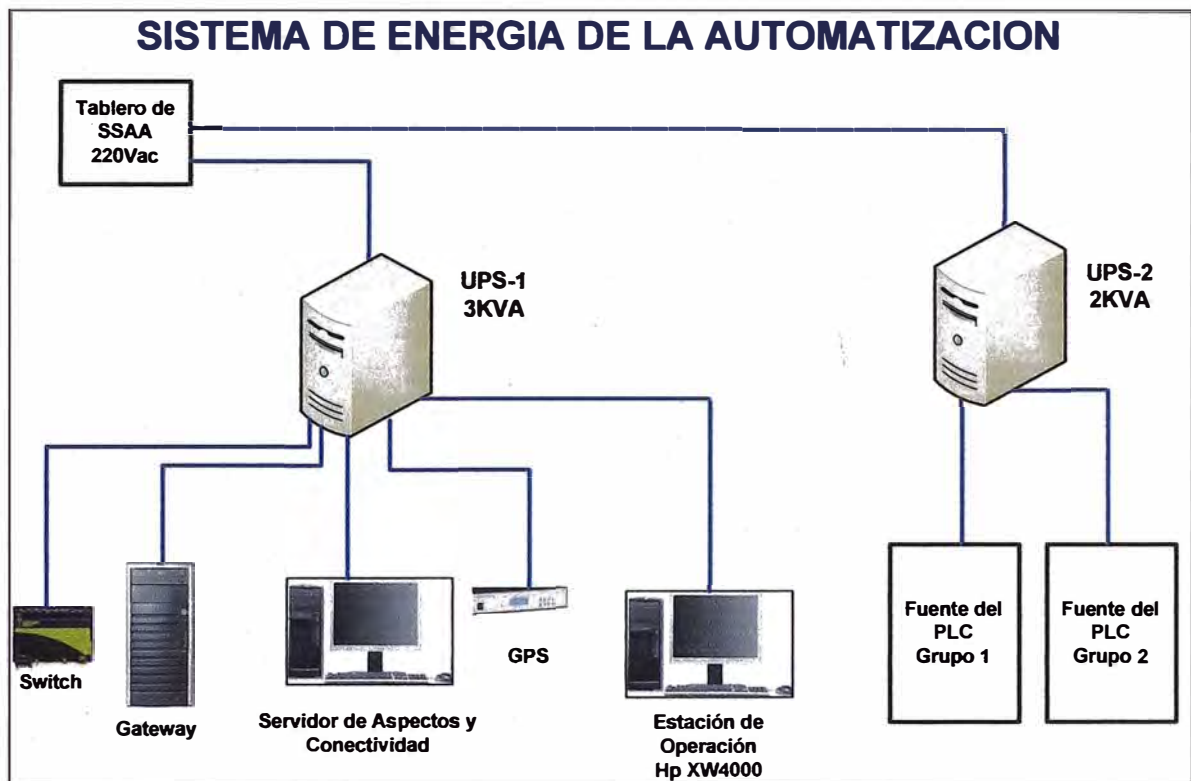
Figura 3.13 Proceso de parada de Emergencia

### 3.5.3 Modo de emergencia por falta de tensión 220Vac de SSAA

Consiste en analizar cómo va a operar sistema de control ante una falta de alimentación de 220Vac, el sistema de energía de la automatización consiste de 2 UPS que brindarán una autonomía de 2 horas a el equipamiento de automatización que son los 2 PLC, el servidor, la computadora de la sala de operación, el switch RS900, el GPS y la computadora con el software MicroScada. Cabe resaltar que los tableros de

SSAA, los cargadores rectificadores de 110Vcc, 48Vcc no son parte del presente proyecto ya que son equipamiento existente.

En la siguiente figura se muestra el diagrama del sistema de energía:



**Figura 3.14 Diagrama topológico del sistema de energía**

### 3.6 Integración y comunicación mediante el switch RS900

El switch o conmutador modelo RS900 de marca RUGGDECOM es el dispositivo de interconexión entre todos los elementos del sistema automatizado. Su función es la de pasar la información entre los niveles de control 1 y 2.

El switch tiene la capacidad de leer y almacenar las direcciones MAC de las tarjetas de red de cada uno de los dispositivos que están conectados a este.

La dirección MAC de las siglas (*Media Access Control* o *Control de acceso al medio*) es un identificador que corresponde de forma única a una red Ethernet, es individual, cada dispositivo tiene su propia dirección MAC, estas direcciones son

únicas a nivel mundial, puesto que son escritas directamente sobre el hardware en su momento de fabricación.

El switch RS900 cuenta con 6 entradas Ethernet con conector RJ45 y 3 entradas en fibra óptica, la tensión de alimentación vendrá desde el tablero de servicios auxiliares 220Vac, cabe resaltar que este switch puede trabajar con diferentes tensiones de alimentación como 12Vdc, 24Vdc, 48Vdc, 110Vdc, 110Vac o 220Vac, entonces queda a criterio de el proyectista a que tensión operará el conmutador, también hay que tener en cuenta con que niveles de tensión se cuenta dentro de la instalación.

En la figura 3.11 donde se muestra el diseño de la automatización para esta central hidroeléctrica, vemos que las conexiones en cable de red convergen todas en el switch RS900, en una red del tipo "*Fast Ethernet*" o también llamado "*Ethernet de alta velocidad*" la cual soporta velocidades de hasta 100Mbps (megabits por segundo).

En su momento el prefijo *fast* se le agregó para diferenciarla de la versión original Ethernet de 10Mbps, los puertos de este switch están diseñados para trabajar con velocidades del tipo Ethernet o Fast Ethernet es decir 10/100Mbps.

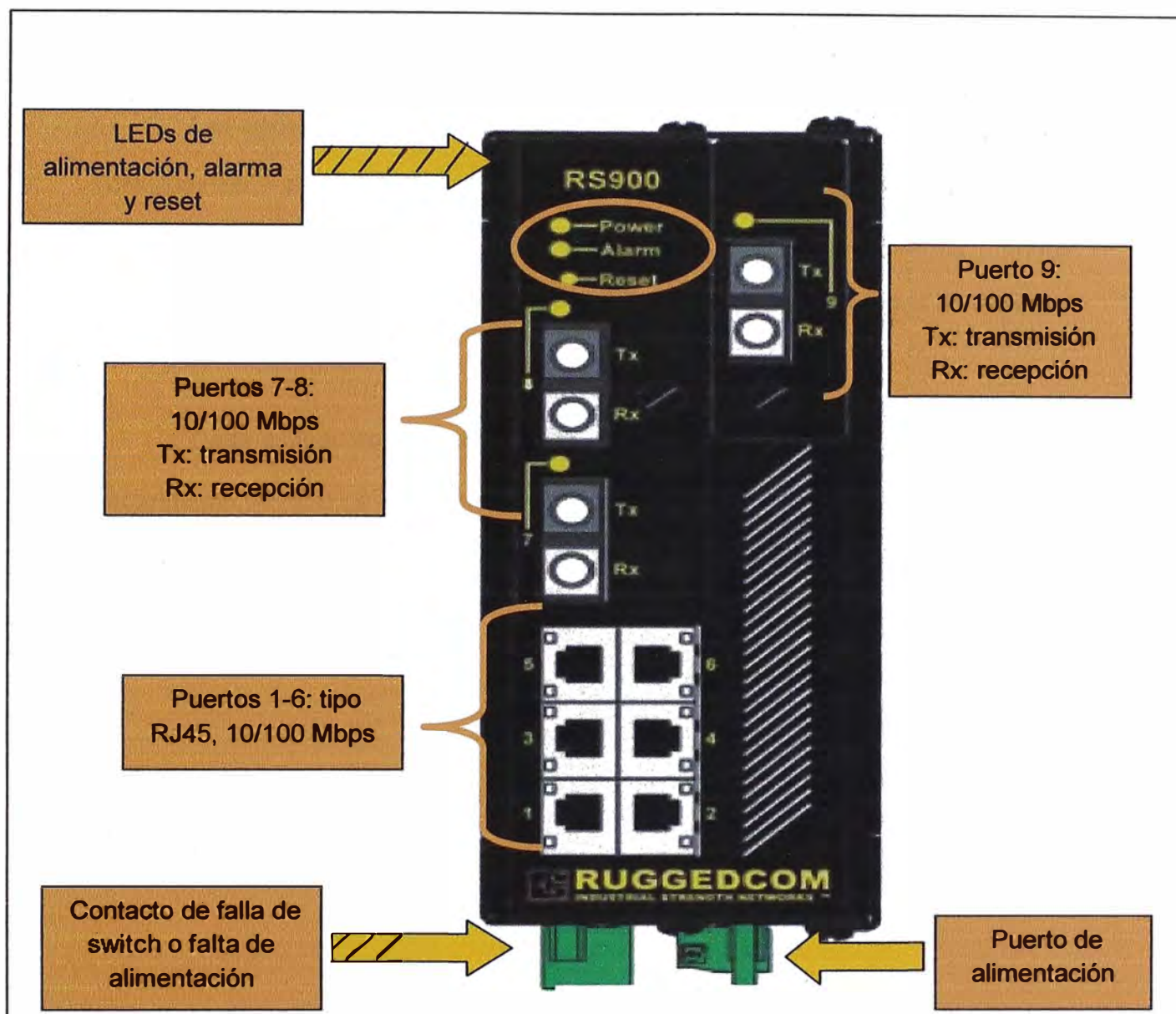


Figura 3.15 Descripción del panel frontal del switch RS900

### 3.7 Cronograma de actividades

Las actividades necesarias para poner en servicio este proyecto han sido divididas en 7 partes: trabajos preliminares, adquisición de equipos y materiales, ingeniería de detalle, fabricación de bienes, transporte de suministros, montaje pruebas puesta en servicio y liquidación del proyecto, el tiempo en que se realizará este proyecto será de 168 días.

Cada una de estas 7 actividades principales consta de un conjunto de sub actividades, las cuales son necesarias para la completa culminación de la obra, en el siguiente cronograma realizado en el software *MSproyect* se ve a detalle los tiempos y tareas a realizarse.



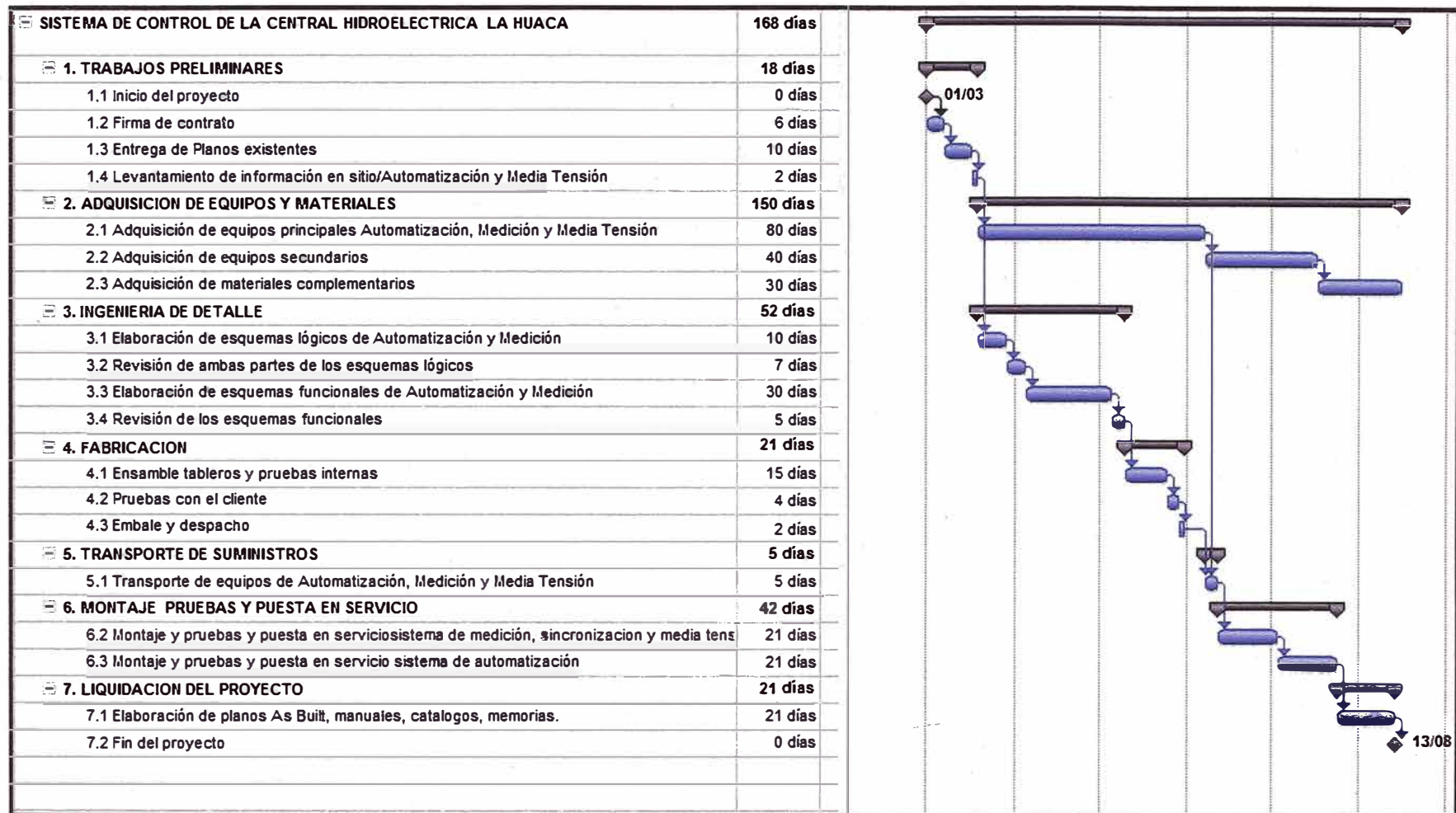


Figura 3.16 Cronograma de la obra



### 3.8 Presupuesto

Se mostrará los cuadros correspondientes a los costos de suministros y costos de montaje, pruebas y puesta en servicio:

<b>SUMINISTRO</b>				
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Costo total</b>
<b>SISTEMA DE CONTROL</b>				
1	Gabinetes de control	2	\$8,500.00	\$17,000.00
2	Software <i>System 800</i>	1	\$18,000.00	\$18,000.00
3	Procesador PM861A	2	\$12,500.00	\$25,000.00
4	Módulo de comunicación del controlador	2	\$1,200.00	\$2,400.00
5	Módulo de entrada análoga (AI810, AI830)	4	\$550.00	\$2,200.00
6	Módulo de entrada digital (DI810)	9	\$200.00	\$1,800.00
7	Módulo de salida digital (DO810)	6	\$250.00	\$1,500.00
8	Panel de proceso PP865	2	\$3,000.00	\$6,000.00
9	Monitor de 20"	2	\$800.00	\$1,600.00
10	Sistema de posicionamiento global (GPS)	1	\$3,100.00	\$3,100.00
11	Servidor, gateway y estación de operación	3	\$2,400.00	\$7,200.00
12	Instrumentación (flujómetros)	2	\$5,900.00	\$11,800.00
13	Sistema de UPS incluido baterías y gabinete	1	\$10,000.00	\$10,000.00
14	Cable de cobre 12x1.5mm <sup>2</sup> NYSY	200m	\$10.00	\$2,000.00
<b>SISTEMA DE SINCRONIZACION</b>				
1	Sincronizador automático	1	\$13,000.00	\$13,000.00
2	Relés de 110Vdc necesarios para sincronismo	7	\$280.00	\$1,960.00
<b>REMODELACION DEL SISTEMA DE MEDICION</b>				
1	Transformador de corriente	12	\$820.00	\$9,840.00
2	Transformador de tensión	9	\$920.00	\$8,280.00
3	Medidores de energía	2	\$4,400.00	\$8,800.00
4	Barraje de cobre	1	\$500.00	\$500.00
<b>INTEGRACION AL SISTEMA SCADA</b>				
1	Cable 2x24AWG para comunicación MODBUS	300m	\$2.50	\$750.00
2	Switch para comunicación RS900	1	\$850.00	\$850.00
3	Cable de red SFTP	300m	\$5.00	\$1,500.00
4	Software <i>MicroScada</i>	1	\$16500	\$16,500.00
<b>COSTO TOTAL DEL SUMINISTRO</b>				<b>\$171,580.00</b>

Tabla 3.13 Costo total de suministro

<b>MONTAJE</b>				
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Costo total</b>
<b>SISTEMA DE CONTROL</b>				
1	Configuración del sistema SCADA	1	\$8,000.00	\$8,000.00
2	Programación de controladores	1	\$1,000.00	\$1,000.00
3	Programación de paneles de procesos	2	\$1,000.00	\$2,000.00
4	Tendido y conexionado de red	1	\$4,000.00	\$4,000.00
<b>SISTEMA DE SINCRONIZACION</b>				
1	Montaje de sistema de sincronización	1	\$9,000.00	\$9,000.00
<b>TABLEROS</b>				
1	Montaje de tableros	1	\$1,500.00	\$1,500.00
2	Adecuación de señales	1	\$9,000.00	\$9,000.00
3	Conexionado exterior de señales	1	\$12,000.00	\$12,000.00
4	Montaje de medidores de energía	2	\$500.00	\$1,000.00
<b>TOTAL MONTAJE</b>				<b>\$47,500.00</b>
<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>				
1	Pruebas en sitio	1	\$10,000.00	\$10,000.00
<b>GESTION DEL PROYECTO</b>				
1	Gestión del proyecto	1	\$4,000.00	\$4,000.00
2	Gestión de seguridad	1	\$2,500.00	\$2,500.00
3	Riesgo técnico	1	10%	\$4,750.00
<b>COSTO TOTAL DE MONTAJE PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>				<b>\$68,750.00</b>

**Tabla 3.14 Costo total de montaje, pruebas y puesta en servicio**

<b>COSTO TOTAL DE LA OBRA</b>				
<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio unitario</b>	<b>Precio total</b>
1	Suministro	1	\$171,580.00	\$171,580.00
2	Montaje, pruebas y puesta en servicio	1	\$68,750.00	\$68,750.00
<b>COSTO TOTAL DEL PROYECTO</b>				<b>\$240,330.00</b>

**Tabla 3.15 Costo total de la obra**

Por lo tanto la obra tiene un costo total de \$240330

## **CAPITULO IV**

### **PUESTA EN MARCHA**

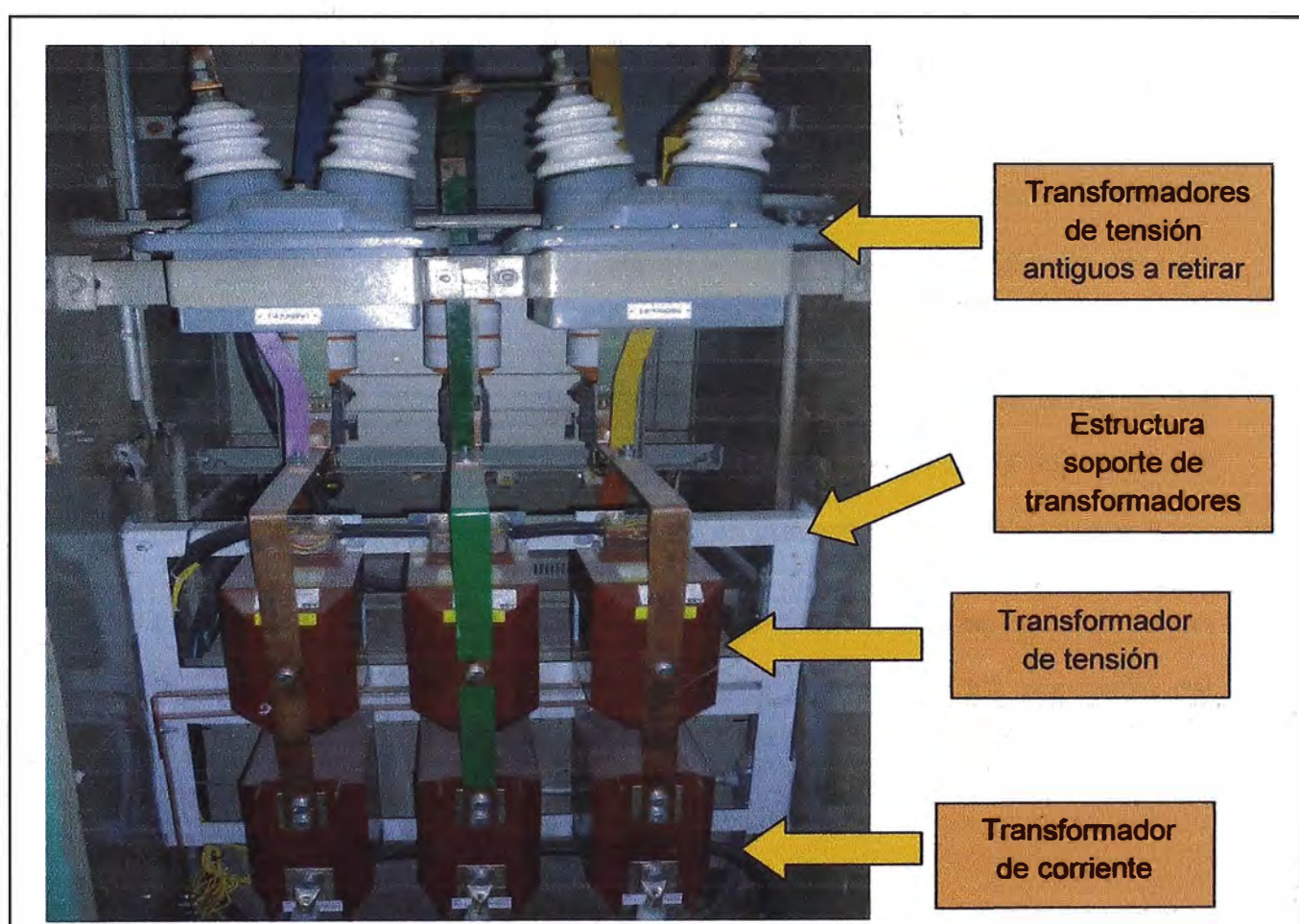
La puesta en servicio del proyecto dura 42 días y es realizada en 2 etapas, tal como indica el cronograma de actividades, en la primera etapa es puesto en servicio el sistema de medición, sincronización y media tensión y en la 2da etapa el sistema de automatización.

#### **4.1 Puesta en servicio del nuevo sistema medición, sincronización y media tensión**

Es necesario saber que esta central contaba con un sistema de medición antiguo del tipo análogo conformado por 1 frecuencímetro, 1 vatímetros, 1cosfímetro, 1 medidor de corriente y 1 medidor de tensión todo esto por cada grupo generador, en la renovación planteada se cambia estos 5 dispositivos por un solo medidor digital el cual muestra todas estas variables eléctricas con solo apretar los botones correspondientes, el antiguo sistema de sincronización también contaba con frecuencímetros y no era automático, el operador era el encargado de cerrar el interruptor de grupo una vez que las condiciones se habían cumplido, en el sistema de media tensión ocurre lo mismo, esta central contaba con transformadores de medida muy antiguos los cuales son renovados por transformadores nuevos. Estos 3 sistemas están muy ligados ya que el sistema de medición es el que brinda la información a los 2 medidores y al sistema de sincronización.



Para poner en servicio esta primera etapa fue necesario sacar fuera de servicio primero el grupo I, montar los transformadores, el medidor de energía y el sincronizador luego ponerlo nuevamente en servicio para después hacer lo mismo con el grupo II. Los trabajos previos al día de la puesta en servicio fueron los de armar unas estructuras metálicas donde se monten los transformadores de tensión y de corriente, también realizar un doblar a las barras de cobre necesarias para este montaje.



**Figura 4.1 Montaje de transformadores de tensión y de corriente**

#### **4.2 Puesta en servicio del sistema de automatización**

Esta es la etapa final del proyecto, días previos a la puesta en servicio se realiza todo el cableado necesario que no involucre una parada de la central, lo cual consiste en llevar los cables desde los tableros de los PLC hasta los equipos que van a ser controlados, el día de las pruebas y puesta en servicio se conectan estos cables en los tableros de los equipos entre ellos el regulador de velocidad, regulador de tensión, etc.

Luego de conectar todos los cables en los equipos y luego de haber descargado la programación en los controladores, se procede a probar la lógica pero para esto se tendrá la tubería forzada totalmente vacía por que se comenzará con las pruebas de apertura y cierre de las válvulas mariposa y las válvulas by pass de cada grupo, si estas válvulas no se abren ni se cierran se tendrá que analizar que factor pueda estar impidiendo que se realice el mando, en esta etapa de las pruebas es cuando los ingenieros de servicios ganan la experiencia en los errores que se pueda incurrir para tenerlos en cuenta en proyectos similares.

La integración del sistema consiste en empaquetar todas las señales de los equipos que están comunicados en la red LAN de la figura 3.2 por medio del software de control *System 800* .

## CONCLUSIONES

- Se logró optimizar el proceso de producción de energía eléctrica, con esta automatización el sistema se volvió más eficiente ya que se tiene datos almacenados en el servidor que no se tenía anteriormente como por ejemplo registros de las fallas eléctricas y el tiempo que duran, potencia despachada en los meses de avenida y estiaje, caudales utilizados, etc. todo esto es de gran ayuda para una toma de decisiones a nivel gerencial.
- Se renovó el sistema de medición con la puesta en servicio de los transformadores de corriente, transformadores de tensión y medidores de energía.
- Se instaló correctamente el sincronizador automático de los 2 grupos generadores, con esto se reduce el lapso que demora sincronizar cada grupo de 5 minutos a 30 segundos aproximadamente.
- Se puso en servicio los controladores lógicos programables de cada grupo generador reduciendo enormemente el tiempo en que se demora la central en poner en servicio los grupos y comenzar el despacho energía eléctrica.

## RECOMENDACIONES

- Como ha sido ya explicado al comienzo del proyecto, el alcance de este trabajo llega hasta un control de nivel 2, es decir un control desde la sala de operaciones de la central hidroeléctrica, pero si se desea realizar el envío de las señales hasta un centro de control remoto, una solución sería aprovechar la línea de transmisión para poder enviar las señales por medio de una onda portadora.
- Al momento de hacer una relación de todos los costos que involucra hacer la obra es necesario que el ingeniero jefe del proyecto, *Project manager*, de su opinión sobre el presupuesto calculado por que la experiencia que tenga de proyectos pasados puede ayudar a no cometer errores que se irían encontrando en la ejecución del proyecto los cuales aumentarían el costo y el tiempo de culminación de la obra.
- Se debe de tener en cuenta la planificación de las paradas de planta que se realizan para no tener problemas de retraso de la obra ya que muchas veces en épocas de avenida la central hidroeléctrica está trabajando a plena carga y pararla significa una pérdida de dinero para la empresa generadora.

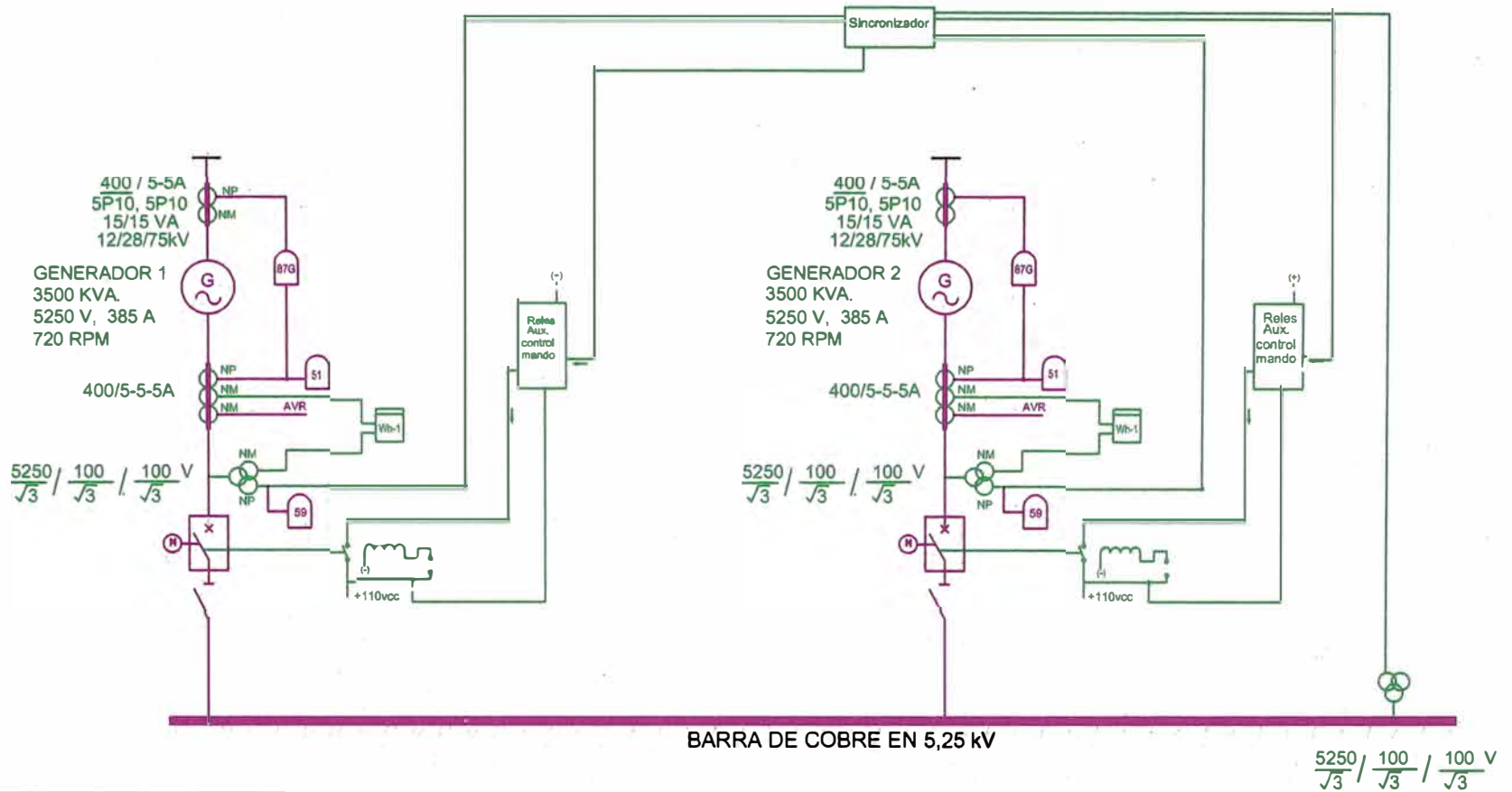
## BIBLIOGRAFIA

1. *ABB Automation Products.3BSE020924R5011\_CIO ModulesTUs* versión 5.0. 2007.
2. Dagoberto Montero, David B. Barrantes. *Introducción a los sistemas de control supervisor y de adquisición de datos (SCADA)*. Universidad de Costa Rica 2004.
3. Rocío del Carmen Cruz. *Diseño e implementación de la automatización de un sistema de distribución de agua potable para el A.A.H.H. La Pampa*. Tesis Universidad Nacional de Ingeniería, Perú 2008.
4. *MicroScada Pro for Substation Automation* ABB-Guía de Productos de Automatización.
5. Hugo Pimentel Malvaceda. *Automatización de Subestaciones*, Seminario de la AEP *Asociación Electrotécnica Peruana*-Junio 2007.
6. [www.abb.com/substationautomation](http://www.abb.com/substationautomation).
7. [www.schneider-electric.com.pe](http://www.schneider-electric.com.pe)



## **PLANO**

# DIAGRAMA UNIFILAR DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA LA HUACA



DESCRIPCION	LEYENDA
	TRANSFORMADOR DE TENSION
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
	GENERADOR DE CORRIENTE ALTERNA
	SECCIONADOR DE GRUPO
	INTERRUPTOR DE GRUPO
	RELE DE PROTECCION DIFERENCIAL
	RELE DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE
	RELE DE PROTECCION DE SOBRETENSION
NP	NUCLEO PROTECCION
NM	NUCLEO DE MEDICION
	MEDIDOR DE ENERGIA ION
AVR	REGULADOR AUTOMATICO DE TENSION

NOTA: EQUIPOS NUEVOS INSTALADOS EN EL PROYECTO DE AUTOMATIZACION

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1**

## DI810 Digital Input Module, 24 V, Current Sinking

### Features

- 16 channels for 24 V d.c. inputs with current sinking
- 2 isolated groups of 8 with voltage supervision
- Input status indicators
- EMC protection
- DIN rail mounting.
- Also in a G3 compliant version

### Description

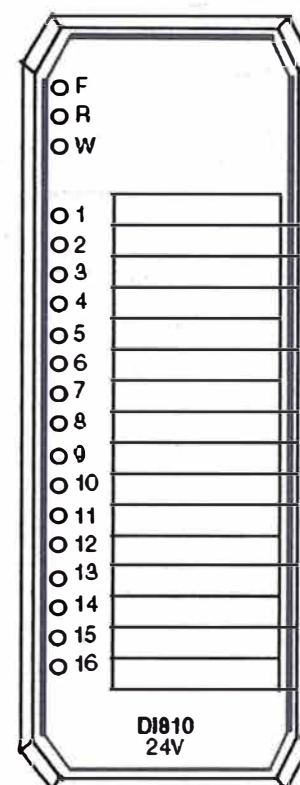
The DI810 is a 16 channel 24 V digital input module for the S800 I/O. This module has 16 digital inputs.

The input voltage range is 18 to 30 volt d.c. and the input current is 6 mA at 24 V. The inputs are divided into two individually isolated groups with eight channels and one voltage supervision input in each group.

Every input channel consists of current limiting components, EMC protection components, input state indication LED and optical isolation barrier.

Three LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green) and Warning (Yellow). One LED (Yellow) per channel (16) indicate input state (On = 1 and Off = 0). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not configured state. In Not Configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module.

The process voltage supervision input give channel error signals if the voltage disappears. The error signal can be read via the ModuleBus.



The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

The input channels can be digitally filtered. The different filter times that can be achieved are 2, 4, 8 and 16 ms. This means that noise pulses shorter than the filter time will be filtered out and pulses longer than 3, 6, 12 and 24 ms will get through the filter.

Five different types of MTUs can be used. The TU830 Extended MTU enables three wire connection to the devices without additional terminals. The TU810 (or TU814) Compact MTU has terminals for 24 V process voltage supervision inputs, but requires external terminals for distribution of 24 V power supply to the devices. The extended MTU, TU838, provides a fuse (3 A max.) per two channels for process power out. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

## Technical Data

Table 43. DI810 Digital Input Module Specifications

Feature	DI810 Digital Input Module
Number of channels	16 (2 x 8), current sinking
Rated voltage (process power supply range)	24 V d.c. (18 to 30 V d.c.)
Input voltage range, "1"	15 to 30 V
Input voltage range, "0"	-30 to +5 V
Nominal input channel current	6 mA @ 24 V d.c.
Input Impedance	3.5 k $\Omega$
Maximum field cable length	600 meters (656 yd.)
Filter times (digital, selectable)	2, 4, 8, 16 ms
Process voltage supervision	2 channels (1 per group)
Current consumption +5 V	50 mA
Power dissipation <sup>(1)</sup>	1.8 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) <sup>(2)</sup>
Isolation	Groupwise isolated from ground (RIV=50 V)
Module termination units	TU810, TU812, TU814, TU830 or TU838
MTU keying code	AA
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529

Table 43. DI810 Digital Input Module Specifications (Continued)

Feature	DI810 Digital Input Module
G3 compliant version	According to ISA-S71.04. Marked with "Z" in the type designation.
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.15 kg (0.33 lbs.)

- (1) Power dissipation is calculated with 70 percent of the channels activated at nominal voltage of 24 Volts.
- (2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.



## **ANEXO 2**

## AI810 Analog Input Module, 0(4)...20 mA, 0(2)...10 V

### Features

- 8 channels for 0...20 mA, 4...20 mA, 0...10 V or 2...10 V d.c., single ended unipolar inputs
- 1 group of 8 channels isolated from ground
- 12 Bit resolution
- Input shunt resistors protected to 30 V by PTC resistor
- Analog inputs are short circuit secured to ZP or +24 V
- EMC protection
- DIN rail mounting
- The input withstand HART communication.

### Description

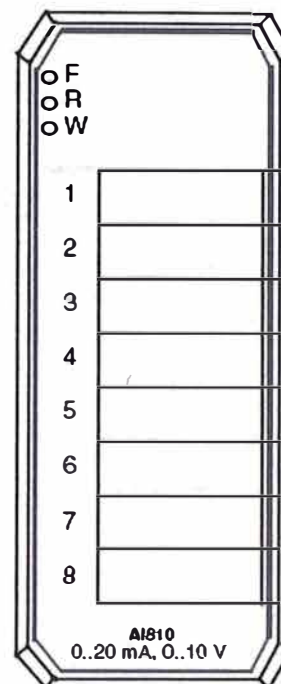
The AI810 Analog Input Module has 8 channels. Each channel can be either a voltage or current input.

The current input is able to handle a short circuit to the transmitter supply at least 30 V d.c without damage. Current limiting is performed with a PTC resistor. The input resistance of the current input is 250 ohm, PTC included.

The voltage input is able to withstand an over or undervoltage of at least 30 V d.c. Input resistance is 290 kohm. The EMC protection is placed on the module.

Transmitter supply can be connected to L1+, L1- and/or L2+, L2-.

The module distributes the external transmitter supply to each channel. This adds a simple connection to distribute the supply to 2- or 3-wire transmitters. There are no current limiting on the transmitter power terminals. Fused MTUs TU830, TU835 and TU838 provides groupwise and channelwise fusing.



All eight channels are isolated from the ModuleBus in one group. Power to the input stages is converted from the 24 V on the ModuleBus.

Three LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green) and Warning (Yellow). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not configured state. In Not configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module.

The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

Five different types of MTUs can be used. The TU830 Extended MTU enables three wire connection to the devices without additional terminals. The TU810 (or TU814) Compact MTU has terminals for 24 V process voltage inputs, but requires external terminals for distribution of 24 V power supply to the field devices. The extended MTU, TU835, and TU838 provides a fuse (3 A max.) per channel for process power out. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

**Technical Data***Table 10. AI810 Analog Input Module Specifications at 25°C*

<b>Feature</b>	<b>AI810 Analog Input Module</b>
Number of channels	8
Type of input	Unipolar single ended
Measurement range	0...20 mA, 0...10 V, 4... 20 mA <sup>(1)</sup> , 2... 10 V <sup>(1)</sup>
Under/over range	-5% / +15%
Input impedance (at voltage input)	290K $\Omega$
Input impedance (at current input) (including PTC)	$\geq 230 \Omega$ , $\leq 275 \Omega$
Maximum field cable length	600 meters, (656 yd.)
Voltage input, maximum non-destructive	30 V d.c.
NMRR, 50 Hz, 60 Hz	>40 dB
Error	Max. 0.1%
Resolution	12 bit
Temperature drift Current	Typ. 50 ppm/°C Max. 80 ppm/°C
Temperature drift Voltage	Typ. 70 ppm/°C Max. 100 ppm/°C
Update cycle time	8 ms
Current consumption 24 V	40 mA
Current consumption 5 V	70 mA
Power dissipation	1.5 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) <sup>(2)</sup>

Table 10. AIB10 Analog Input Module Specifications at 25°C (Continued)

Feature	AIB10 Analog Input Module
Voltage supervision	Internal power supply
Fusing of transmitter supply	on MTU (TU830 max 1 AT per group)
Sensor power distribution	Max 1 A per connection
Input filter (rise time 0-90%)	140 ms
Isolation	Groupwise isolated from ground (RIV=50 V)
Module termination units	TU810, TU812, TU814, TU830, TU835 or TU838
MTU keying code	AE
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.2 kg (0.44 lbs.)

(1) Handled by the FCI or controller.

(2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.

## AI830/AI830A RTD Input Module

### Features

- 8 channels for RTD (Pt100, Cu10, Ni100 and Ni120 and resistor) inputs
- 3-wire connection to RTDs
- 14 Bit resolution
- Inputs are monitored for open-circuit, short-circuit and has a input grounded sensor
- EMC protection
- DIN rail mounting.

### Description

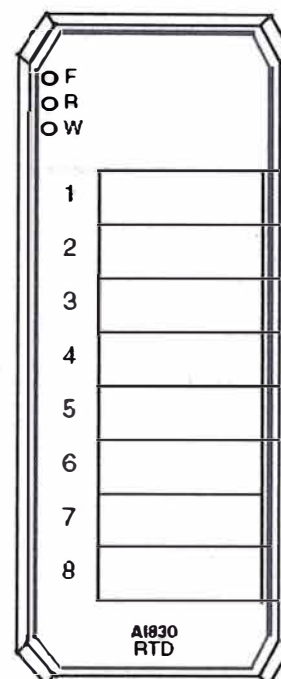
The AI830/AI830A RTD Input Module has 8 channels for measurement of temperature with resistive elements (RTDs). With 3-wire connections. All the RTDs must be isolated from ground.

The AI830/AI830A can be used with Pt100, Cu10, Ni100, Ni120 or resistive sensors. Linearization and conversion of the temperature to Centigrade or Fahrenheit is performed on the module. Every channel can be individually configured.

The MainsFreq parameter is used to set mains frequency filter cycle time. This will give a notch filter at the frequency specified (50 Hz or 60 Hz).

Three LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green) and Warning (Yellow). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state, Error state or Not configured state.

In Not configured state the FAULT LED is turned off after the first valid access to the module.



The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

Four different types of MTUs can be used. The TU830 Extended MTU and the TU810 (or TU814) Compact MTU enables three wire connection to the devices without additional terminals. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

Shielded field cables are required for process connections.

## Technical Data

Table 16. AI830/AI830A RTD Input Module Specifications at 25°C

Feature	AI830 RTD Input Module
Number of channels	8
Type of input	3-wire RTD: Pt100, Cu10, Ni100, Ni120 and resistive potentiometer
Measurement range	See Table 17
Maximum field cable resistance	55 Ω
Error dependent of the field cable resistance $R_{err}$ =Error in ohm R =Wire resistance $\Delta R$ =Difference in % between resistance in field cables, see Figure 21.	$R_{err} = R \times (0.005 + \Delta R/100)$ $T_{err}^{\circ C} = R_{err} / (R0 \times TCR)$ $T_{err}^{\circ F} = T_{err}^{\circ C} \times 1.8$
CMRR, 50 Hz, 60 Hz	>120 dB <sup>(1)</sup>
NMRR, 50 Hz, 60 Hz	>60 dB
Error (IEC 51-1) <sup>(2)(3)</sup>	See Table 17
Resolution	See Table 17
Temperature drift	See Table 17
Update cycle time	150 ms + n x 95 ms <sup>(4)</sup>
Current consumption 24 V	50 mA
Current consumption 5 V	70 mA
Power dissipation	1.6 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) <sup>(5)</sup>
Supervision	Open-circuit, short-circuit <sup>(6)</sup> , reference channel, internal power supply



Table 16. AI830/AI830A RTD Input Module Specifications at 25°C (Continued)

Feature	AI830 RTD Input Module
Isolation	Groupwise isolated from ground (RI V=50 V)
Mounting termination units	TU810, TU812, TU814 or TU830
MTU keying code	AF
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.22 kg (0.49 lbs.)

- (1) At 10  $\Omega$  load, e.g. Cu 10. CMMR is >80 dB at <400  $\Omega$  load and >110 dB at 100  $\Omega$ .  
(2) Without error dependent of the field cable resistance  
(3) Activated and not correctly connected channels can have negative influence on the accuracy of other channels.  
(4) n=Number of active channels  
(5) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.  
(6) For Cu10, not short circuit.

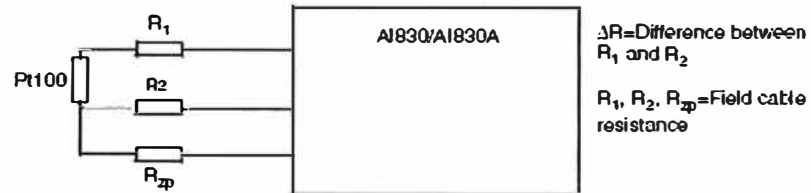


Figure 21. Error dependency of the field cable resistance

Table 17. AI830/AI830A Signal Range

Temperature Range	Sensor Type	Max Error		Resolution		MaxTemp Drift
		50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	
-80...80°C	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.10°C	0.11°C	0.025°C	0.030°C	0.0017°C/°C
-112...176°F	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.18°F	0.20°F	0.046°F	0.055°F	0.003°F/°F
-200...250°C	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.15°C	0.16°C	0.026°C	0.031°C	0.0028°C/°C
-328...482°F	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.27°F	0.29°F	0.046°F	0.055°F	0.0050°F/°F
-200...850°C	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.31°C	0.34°C	0.056°C	0.067°C	0.007°C/°C
-328...1562°F	Pt100 <sup>(1)</sup>	0.57°F	0.61°F	0.10°F	0.12°F	0.013°F/°F
-60...180°C	Ni100 <sup>(2)</sup>	0.10°C	0.12°C	0.031°C	0.037°C	0.0021°C/°C
-76...356°F	Ni100 <sup>(2)</sup>	0.19°F	0.21°F	0.056°F	0.067°F	0.0038°F/°F
-80...260°C	Ni120 <sup>(3)</sup>	0.27°C	0.29°C	0.022°C	0.026°C	0.0029°C/°C
-112...500°F	Ni120 <sup>(3)</sup>	0.49°F	0.51°F	0.039°F	0.046°F	0.0053°F/°F
-100...260°C	Cu10 <sup>(4)</sup>	1.0°C	1.2°C	0.26°C	0.31°C	0.024°C/°C
-148...500°F	Cu10 <sup>(4)</sup>	1.8°F	2.2°F	0.46°F	0.56°F	0.0043°F/°F
0...400 Ω	Resistor	0.083 Ω	0.091 Ω	0.020 Ω	0.024 Ω	0.0020 Ω/°C
-200...880°C <sup>(5)</sup>	Pt100	0.29°C	0.32°C	0.056°C	0.067°C	0.007°C/°C

Table 17. AI830/AI830A Signal Range (Continued)

Temperature Range	Sensor Type	Max Error		Resolution		MaxTemp Drift
		50 Hz	60 Hz	50 Hz	60 Hz	
-328...1616°F <sup>(5)</sup>	Pt100	0.53°F	0.58°F	0.10°F	0.12°F	0.013°F/°F
-200...880°C <sup>(6)</sup>	Pt100	0.30°C	0.32°C	0.055°C	0.066°C	0.007°C/°C
-328...1616°F <sup>(6)</sup>	Pt100	0.53°F	0.58°F	0.10°F	0.12°F	0.012°F/°F
-80...80°C <sup>(7)</sup>	Pt100	0.10°C	0.11°C	0.025°C	0.030°C	0.0017°C/°C
-112...176°F <sup>(7)</sup>	Pt100	0.18°F	0.19°F	0.046°F	0.055°F	0.003°F/°F
-200...250°C <sup>(7)</sup>	Pt100	0.14°C	0.15°C	0.025°C	0.031°C	0.0027°C/°C
-328...428°F <sup>(7)</sup>	Pt100	0.25°F	0.28°F	0.046°F	0.055°F	0.005°F/°F
-200...850°C <sup>(7)</sup>	Pt100	0.30°C	0.33°C	0.056°C	0.067°C	0.007°C/°C
-328...1562°F <sup>(7)</sup>	Pt100	0.54°F	0.59°F	0.10°F	0.12°F	0.013°F/°F
-200...649°C <sup>(8)</sup>	Pt100	0.25°C	0.27°C	0.053°C	0.064°C	0.0052°C/°C
-328...1200°F <sup>(8)</sup>	Pt100	0.45°F	0.49°F	0.096°F	0.12°F	0.0094°F/°F

(1) According to IEC 751, IPTS-68, TCR = 0.00385

(2) According to DIN 43760, TCR = 0.00617

(3) According to MIL-T-24399C, TCR = 0.00672

$R_0 = 120 \Omega$  (MINCO)

(4) According to TCR = 0.00427,  $R_{25} = 10 \Omega$  (MINCO)

(5) According to US Industrial Std, TCR = 0.00391. Only supported by AI830A.

(6) According to US Lab Std IPTS-68, TCR = 0.00392. Only supported by AI830A.

(7) According to IEC 751, ITS-90 (JIS C 1604-1997), TCR = 0.00385. Only supported by AI830A.

(8) According to JIS C 1604:1991. Only supported by AI830A.

## **ANEXO 3**

## DO810 Digital Output Module 24 V, 0.5 A Current Sourcing

### Features

- 16 channels for 24 V d.c. current sourcing outputs
- 2 isolated groups of 8 channels with process voltage supervision
- Output status indicators
- OSP sets outputs to predetermined state upon error detection
- Short-circuit protection to ground and 30 V
- Over-voltage and over-temperature protection
- EMC protection
- DIN rail mounting.
- Also in a G3 compliant version.

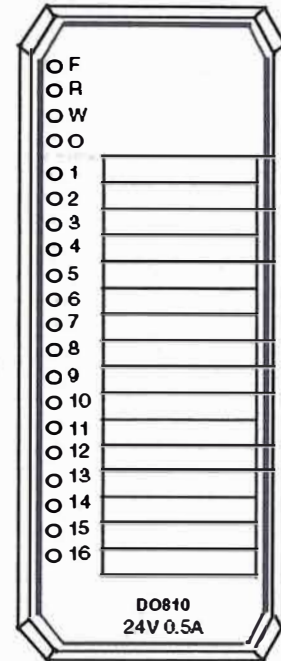
### Description

The DO810 is a 16 channel 24 V digital output module for the S800 I/O. This module has 16 digital outputs. The output voltage range is 10 to 30 volt and the maximum continuous output current is 0.5 A.

The outputs are protected against short circuits, over voltage and over temperature. The outputs are divided into two individually isolated groups with eight output channels and one voltage supervision input in each group.

Each output channel consists of a short circuit and over temperature protected high side driver, EMC protection components, inductive load suppression, output state indication LED and optical isolation barrier.

Four LEDs indicate module status Fault (Red), Run (Green), Warning (Yellow) and OSP (Yellow). One LED (Yellow) per channel (16) indicate output state (On = 1 and Off = 0). The RUN LED indicates normal operation and the WARNING LED indicates if any error input is active. The FAULT LED indicates that the module is in Init state or Not Configured state. In Not Configured state the FAULT LED is turned



off after the first valid access to the module. The OSP LED indicates that the module is in the OSP state and that the outputs are set to their OSP values.

The process voltage supervision input give channel error signals if the voltage disappears. The error signal can be read via the ModuleBus.

The outputs of the module will be set to a predetermined value if the OSP-watchdog timer expires or if the SetOSPState command is received. The watchdog timer is set by the controller and is used for ModuleBus supervision. The watchdog timer is re-triggered every time the correct module address has been decoded (or broadcast). If the watchdog timer expires or if the SetOSPState command is received, the module enters the OSP state and the active outputs (if any) are set to their OSP values which can be configured as a predefined value or to use the last good value sent.

The output values will be kept as long as the module stays in the OSP state. To change the outputs the module first has to leave this state. When reentering Operational State, the outputs are still kept with their OSP value until new valid values are written.

The reset circuitry gives a reset signal when the module is inserted until the BLOCK signal is inactive and the POWOK signal is active. The BLOCK signal is deactivated when the module lock mechanism is in the locked position. The POWOK comes from the ModuleBus master after power is applied.

The outputs are current limited and protected against over temperature. If the outputs are overloaded the output current will be limited. This means that the power dissipation in the output stage will increase and the output will shutdown if the temperature in the output stage increases above 150°C (302°F). The output will switch on again automatically as the component temperature has decreased to about 140°C (284°F). If any output is shutdown due to overload the indication LED on that channel is also switched off. The output status of that channel can not be read from the module.

Four different types of MTUs can be used. TU830 Extended MTU and TU810 (or TU814) Compact MTU have terminals for 24 V output power connections and two terminals per channels. The TU812 Compact MTU has a D-Sub 25 pin (male) connector for connection to the process.

**Technical Data***Table 69. DOS10 Digital Output Module Specifications*

Feature	DO810 Digital Output Module
Number of channels	16 (2 x 8)
Type of output	Transistor current sourcing, current limited
Voltage range	12 - 32 V d.c.
Load current, maximum	0.5 A
Short circuit current, maximum	2.4 A
Leakage current, maximum	<10 $\mu$ a
Output impedance	<0.4 ohm
Maximum Field Cable Length	600 meters (656 yd.)
Current consumption +5 V	80 mA
Power dissipation <sup>(1)</sup>	2.1 W
Maximum ambient temperature	55/40°C (131/104°F) <sup>(2)</sup>
Output Set as Predetermined (OSP) timer	256, 512, 1024 ms
Process voltage supervision	2 channels (1 per group)
Isolation	Groupwise isolated from ground (RIV=50 V)
Mounting termination units	TU810, TU812, TU814 or TU830
MTU keying code	AA
Equipment class	Class I according to IEC 61140; (earth protected)
Protection rating	IP20 according to IEC 60529



Table 69. DO810 Digital Output Module Specifications (Continued)

Feature	DO810 Digital Output Module
G3 compliant version	According to ISA-S71.04. Marked with "Z" in the type designation.
Rated insulation voltage	50 V
Dielectric test voltage	500 V a.c.
Width	45 mm (1.77")
Depth	97 mm (3.8"), 106 mm (4.2") including connector
Height	119 mm (4.7")
Weight	0.18 kg (0.4 lbs.)

- (1) Power dissipation is calculated with 70 percent of the channels activated.  
(2) 40°C (104°F) applies to compact MTUs with I/O-modules or S800L-modules mounted on vertical DIN rail.