

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES
UTILIZANDO SISTEMA DE CONTROL”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

Javier Agustín Lecca Díaz

PROMOCIÓN

1999 - I

LIMA – PERÚ

2005

**AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES
UTILIZANDO SISTEMA DE CONTROL**

El camino recorrido nos trae alegrías y tristezas, solo es en el paso por los difíciles obstáculos donde descubrimos que sin la luz divina, el apoyo y sacrificio de una familia no sería posible seguir adelante y aún cuando éste es un pequeño paso, poder llegar a él es un gran logro.

A mis padres Agustín y Laura, quienes me han apoyado e incentivado para establecer y alcanzar mayores metas cada día.

Javier Lecca

SUMARIO

El presente documento se trata de establecer los criterios básicos que deben de tenerse en cuenta para la implementación de los sistemas de automatización de subestaciones SAS, basados en el sistema SICAM SAS de la firma SIEMENS.

En el Capítulo I se hace una descripción del funcionamiento y filosofía del sistema de control a implementarse para la automatización de una subestación.

En Capítulo II se muestra un diagrama en donde se trata de explicar gráficamente la estructura general del sistema.

En el Capítulo III se presenta el listado de señales más comunes en una subestación teniendo en cuenta el tipo de configuración y las necesidades propias.

En el Capítulo IV se trata de determinar la cantidad de equipos y software necesario para el correcto funcionamiento.

En el Capítulo V se define los enclavamientos de operación correspondiente a las condiciones que se deben de cumplir para la operación de los equipos de maniobra.

En el Capítulo VI se realiza el cálculo detallado de la disponibilidad del sistema SICAM SAS.

Finalmente en el Capítulo VII se detalla las diversas pruebas FAT y SAT que se realizan a los equipos para evaluar el comportamiento del sistema como tal.

ÍNDICE

	Pág.
PRÓLOGO	01
SISTEMAS DE CONTROL CONVENCIONAL VS. SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES SAS	03
CRITERIOS PARA LA ADOPCIÓN DE SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE SUBESTACIONES SAS	07
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN SANTIVAÑEZ	10
CAPÍTULO I: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	21
1.1 Objeto	21
1.2 Definiciones	21
1.3 Descripción del Sistema y Principio de Funcionamiento	23
1.3.1 Generalidades	23
1.3.2 Estructura del Sistema	23
1.3.3 Software de Parametrización, Supervisión y Control	25
1.3.4 Gestión de Protecciones	26
1.3.5 Gestión de Contadores de Energía	26
1.3.6 Comportamiento del Sistema ante presencia de fallas	27
1.4 Niveles de Operación y Selección del Modo de Control	28
1.4.1 (Nivel 0) Patio	29
1.4.2 (Nivel 1) Tablero de Control y Protecciones	30
1.4.3 (Nivel. 3) Centro de Control	33
1.5 Hardware	33
1.5.1 Controlador de Subestación	33
1.5.2 Controlador de Bahía	56
1.6 Software	66
1.6.1 Software de Parametrización Sicam Plus Tools	66
1.6.2 Software de Parametrización DIGSI 4	69
1.7 Comunicación con Centro de Control	70
1.7.1 Dirección Supervisión	71
1.7.2 Dirección de Control	72

CAPÍTULO II: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA	74
2.1 Configuración General Subestación Santivañez	75
CAPÍTULO III: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” SEÑALIZACIÓN LOCAL Y COMANDOS	76
3.1 Objeto	76
3.2 Descripción y Señalización Local y Remota	76
CAPÍTULO IV: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” LISTA DE EQUIPOS Y SOFTWARE	80
4.1 Lista de Equipo Tablero	81
4.2 Listado de Software	92
CAPÍTULO V: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” ENCLAVAMIENTOS DE OPERACIÓN	93
5.1 Objeto	93
5.2 Enclavamientos de Operación	93
CAPÍTULO VI: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y TIEMPOS DE RESPUESTA (DESEMPEÑO)	96
6.1 Cálculo de Disponibilidad	96
6.1.1 Conceptos Básicos	96
6.1.2 Resumen de Suposiciones	99
6.1.3 Estructuras Básicas	99
6.1.4 Componentes del Sistema y su Naturaleza	100
6.1.5 Estructura del Proyecto y Cálculo de la Disponibilidad	100
6.2 Tiempos de Respuestas (Desempeño)	101
6.2.1 Conceptos Básicos	101
CAPÍTULO VII: SISTEMAS DE CONTROL DIGITAL “SISCAM SAS” PROTOCOLO DE PRUEBAS FAT Y PROTOCOLO DE PRUEBAS SAT	103
7.1 Protocolo de Pruebas FAT	103
7.1.1 Objeto	103
7.1.2 Contenido	103
7.1.3 Validación de Documentos	111

7.2	Protocolo de Pruebas SAT	111
7.2.1	Objeto	111
7.2.2	Contenido	111
7.2.3	Validación de Documentos	115

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES	118
------------------------	-----

ANEXOS	119
---------------	-----

BIBLIOGRAFIA	141
---------------------	-----

PRÓLOGO

Un sistema de control se define como un conjunto formado por dispositivos o funciones de medida, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos y los relés de protección, los cuales verifican, protegen y ayudan a gobernar un sistema de potencia.

La función principal es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Durante condiciones anormales y cambios intencionales de las condiciones de operación, el sistema de control deberá, hasta donde sea posible, asegurar la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica.

Actualmente existen dos conceptos de control: el convencional y los sistemas automatizados de subestaciones (SAS); siendo la tendencia en las subestaciones nuevas implementar éste último y, en las existentes, el realizar la modernización de los sistemas convencionales, dadas las ventajas que presentan los SAS frente a los convencionales, como analizaremos más adelante.

En el presente documento se verá los criterios generales que deben de tenerse en cuenta para el diseño de los sistemas de control de subestaciones de alta y extra alta tensión.

Los SAS para cada proyecto y subestación pueden variar de acuerdo con las políticas de manejo, los criterios de operación de la empresa involucrada, su experiencia y las reglamentaciones de operación de los sistemas de transmisión.

SISTEMAS DE CONTROL CONVENCIONAL

VS.

SISTEMAS DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES SAS

La tecnología digital esta desplazando definitivamente a los sistemas convencionales en el control y supervisión de las subestaciones eléctricas. Los avances de la tecnología electrónica digital basada en microprocesadores y de los sistemas de procesamiento distribuido de datos aplicados al control de procesos, así como de las redes de datos asociadas, han revolucionado la concepción y estructura de los sistemas de control y supervisión en sistemas eléctricos.

En la justificación de la adopción de los SAS o de los sistemas de control convencional en las subestaciones de alta tensión, se tienen en consideración tanto los beneficios estratégicos (no tangibles o de difícil “valoración” en dinero), como los beneficios tangibles que implican la selección de cada uno de estos sistemas.

Considerando las posibilidades de integración y manejo unificado de la información de los distintos subsistemas, los beneficios estratégicos resultan en mejorar la percepción de los usuarios, externos e internos, en lo que respecta a la calidad y confiabilidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel, así como la posibilidad de ofrecer servicios de valor agregado, haciendo uso de la mayor cantidad y variedad de información adquirida y procesada por los SAS; entre ellos, la flexibilidad en la facturación de la empresa.

Los beneficios tangibles son producto de incrementar la capacidad de la organización para trabajar mejor, más rápidamente y en forma más económica. Estos beneficios implican reducción de los costos de operación y mantenimiento, debido a la poca utilización de la mano de obra, y el

mejoramiento de la funcionalidad operativa en comparación con el uso de sistemas de control convencional, teniendo a la vez una reducción en el tiempo de salida del servicio para los usuarios.

La justificación técnico económica de la aplicación de los SAS en las subestaciones depende de si estas son nuevas o corresponden a modernizaciones de subestaciones existentes.

Las subestaciones nuevas proveen los mayores beneficios potenciales dada la posibilidad de ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje. También es posible el mejoramiento de las funcionales de protección, control y supervisión por un mínimo costo.

Implementar un sistema de automatización logrando buena integración entre equipos permite eliminar una gran cantidad de dispositivos independientes, tales como:

Las unidades terminales remotas y sus equipos asociados (transductores, tarjetas de entradas/salidas, cableado, etc).

Paneles de medida.

Paneles mímicos.

Anunciadores de alarmas.

Registadores de secuencia de eventos.

Registrador digital de fallas.

Controladores independientes.

Reducción en el cableado entre las casetas de patio y el edificio de control, para el caso de un sistema de control distribuido.

Reducción en el cableado entre el sistema de control y los demás dispositivos.

Reducción en el espacio de los gabinetes y el número de éstos.

Reducción en el tamaño del cuarto de control.

Reducción en los costos de ingeniería y diseño.

**CRITERIOS PARA LA ADOPCIÓN DE SISTEMAS
AUTOMÁTICOS DE SUBESTACIONES SAS**

A continuación se presenta criterios guía que brindan elementos para determinar cuando adoptar los sistemas SAS para el control y monitoreo de subestaciones. Sin embargo, en cada caso específico, ello depende de las condiciones propias del proyecto de construcción o modernización y de las políticas de operación de la compañía dueña del proyecto o de aquella encargada de su ejecución.

Para la adopción de los SAS como solución para el sistema de control y supervisión de subestaciones, se deben tener en consideración las categorías de estas y la oportunidad de su implantación, es decir, bajo qué condiciones es aplicable o no la automatización de subestaciones.

Para las subestaciones nuevas es clara opción implementar SAS buscando el mayor grado de integración entre los diversos IED's, de forma tal que se pueda obtener el máximo de beneficios que otorga esta tecnología.

Para las subestaciones existentes los siguientes criterios pueden ser considerados para su actualización o modernización:

Tipo, antigüedad y localización geográfica de la subestación.

Subestaciones críticas para cargas importantes que demanden una alta confiabilidad.

Subestaciones extremadamente cargadas.

Subestaciones críticas para la confiabilidad y estabilidad del sistema.

Problemas operativos, poca seguridad en la operación y/o dificultad en la consecución de repuestos.

Típicamente se plantea la posibilidad de implantación del SAS bajo las siguientes condiciones:

Modernizaciones significativas de equipos o ampliaciones de subestaciones existentes: proyectos que implican la construcción de nuevos campos, la adición de transformadores y el reemplazo de equipos de alta tensión, pueden fácilmente incorporar SAS para toda la subestación a un costo razonable. Los sistemas de control existentes pueden ser reemplazados o integrados dentro de la nueva infraestructura de control de la subestación.

Reemplazo o modernización de equipos de control, medida, protección, registro y/o supervisión: cuando se requiere reemplazar, modernizar o adicionar uno o varios de estos sistemas en una subestación, es posible implementar un sistema de automatización que realice varias de estas funciones, mas algunas adicionales, todo esto a un precio igual o un poco superior al costo de los sistemas manejados en forma individual e independiente.

**DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA
SUBESTACIÓN SANTIVAÑEZ**

ASPECTOS GENERALES DE LA SUBESTACIÓN

A continuación se presenta una descripción general de la subestación Santiváñez 230 kV así como de los sistemas de control, protección, medida, etc., que participan en la operación de la subestación.

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN SANTIVÁÑEZ

La Subestación Santiváñez 230 KV, esta localizada en el municipio de Santiváñez – Bolivia, a 35 Km. de la ciudad de Cochabamba, con configuración de barra principal y barra de transferencia en el nivel de tensión de 230 KV.

CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

CARACTERÍSTICA		
1	Altura sobre el nivel del mar	
	Santiváñez	m 2572
2	Temperaturas (Máx. anual/Medio anual /Mín. anual)	
	Santiváñez	°C 27.1/18.0/8.9
3	Nivel cerámico	
	Santiváñez	día/año 60
4	Velocidad de básica del viento	
	Santiváñez	km/h 100
5	Radiación solar	
	Intensidad	W/m ² 1000
	Horas/día	h/d 8
6	Nivel de contaminación ambiental	
	Santiváñez	mm/kV 20

De acuerdo con la configuración de la subestación Santiviáñez 230 kV de barra principal más barraje de transferencia, existe la posibilidad de operar este sistema en dos modos diferentes:

- Barra principal: Cada circuito podrá estar conectado a esta barra a través del conjunto de interruptor- seccionadores para un funcionamiento normal de la subestación.
- Barra de transferencia: Para mejorar la confiabilidad del sistema por falla en alguno de los interruptores de potencia, o por algún mantenimiento requerido en los equipos del módulo, se dispone de un barraje auxiliar que permite, a través de un conjunto adicional de seccionadores e interruptor, conectar el circuito a la barra de transferencia sin tener que suspender el servicio. Cada módulo cuenta con un seccionador para hacer efectiva la transferencia.

La distribución de campos de conexión se describe a continuación:

Item	Descripción del campo de conexión
1	Campo de línea Sucre 230 kV
2	Campo de transferencia 230 kV
3	Campo de línea Vinto 230 kV (futuro)
4	Campo de línea San José 230 kV (futuro)

A continuación se describen los tableros ubicados en el edificio de control de la subestación. Estos tableros corresponden al control y la protección asociados con cada campo de línea, campo de transferencia diferencial de barras, así como también los tableros de servicios auxiliares

de corriente alterna y continua, tableros de telecomunicaciones y tableros de contadores de energía.

Tablero	Descripción
+W0	Controlador S/E
+R1	Control y protección Línea Sucre
+R2	Control transferencia 230 kV
+R3	Protección diferencial de barras 230 kV
+Q1	Contadores de energía
+NF1	Control Servicios auxiliares AC
+NF2	Distribución Servicios auxiliares AC
+NK1	Distribución Servicios auxiliares DC
+NK2	Cargador de baterías No. 1
+NK3	Cargador de baterías No. 2
+Y0	Teleprotección línea Sucre

SISTEMAS ASOCIADOS A LA SUBESTACIÓN SANTIVÁÑEZ 230 KV

Sistema de control

La subestación Santiváñez 230 kV cuenta con dos unidades de adquisición de datos llamados controladores de bahía, los cuales concentran la información de datos digitales y analógicos y controlan los elementos de la subestación tales como interruptores y seccionadores. En cada uno de los tableros de control y protección asociados con los campos de la subestación Santiváñez 230 kV se localiza una unidad controlador de bahía. La información obtenida de cada una de estas unidades de adquisición de datos

es llevada al controlador general de la subestación en el tablero +W0, a través de una red en fibra óptica en anillo redundante por medio del protocolo de comunicaciones PROFIBUS. El controlador de subestación se encarga de entregar la información al centro de control y así permitir la supervisión y operación de la subestación.

- **Controlador de bahía de línea Sucre 230 kV**

El controlador de bahía del campo de la línea Sucre, ubicado en el tablero +R1 se encarga de supervisar y maniobrar los siguientes equipos de patio:

- Interruptor –2L210
- Seccionador de barra 1, –2L211
- Seccionador de línea –2L217
- Seccionador de transferencia (barra 3), –2L213
- Seccionador de puesta tierra, –2L219

- **Controlador de bahía de campo de transferencia 230 kV**

El controlador de bahía del campo de transferencia, ubicado en el tablero +R2 se encarga de supervisar y maniobrar los siguientes equipos de patio:

- Interruptor –2B200
- Seccionador de barra 1, –2B201
- Seccionador de transferencia (barra 3), –2B203

La subestación cuenta con tres niveles jerárquicos de operación (nivel 0, 1 y 3), teniendo prelación el nivel inferior sobre el superior. El nivel 2 no se menciona dado que no se va a tener interfaz hombre máquina (IHM) en la

subestación. Los niveles jerárquicos serán descritos con mayor detalle en los siguientes capítulos.

Sistema de automatización de subestaciones SAS

En los siguientes capítulos se realiza una descripción completa del SISTEMA DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACION SAS y de sus modos de operación desde Nivel 0, Nivel 1, Nivel 1 Emergencia y Nivel 3.

Sistema de protección

- **Protección de línea**

El esquema de protecciones para cada campo de línea cuenta con los siguientes equipos principales, localizados en los tableros de control y protección del edificio de control de la subestación.

Dos protecciones de línea tipo distancia.

Una unidad controlador de bahía, que incluye la función de verificación de sincronismo.

Un relé de disparo y bloqueo.

Seis relés de supervisión de circuito de disparo.

Un selector de prueba para cada protección de línea

- **Equipos asociados en el campo de transferencia 230 kV**

Se dispone de los siguientes equipos para funciones de control en el campo de transferencia de 230 kV:

Un relé de disparo y bloqueo.

Seis relés de supervisión de circuito de disparo.

- **Protección diferencial de barras**

La protección diferencial de barras está compuesta por el relé diferencial de barras. Se tiene esta protección en la subestación de 230 kV en el tablero +R3.

Sistema de comunicaciones

El controlador de la subestación se enlaza por medio del sistema de fibra óptica con los controladores de bahía de los campos a 230 kV a través de un equipo OLM.

En la subestación Santiváñez existen cuatro redes de comunicación básicas:

Red de Gestión de Protecciones: Por medio de la cual el operador tiene acceso remoto a la parametrización y registros de las protecciones de cada campo, visualizando el estado de cada equipo de protección en un computador en el edificio de control. Esta red es implementada para las protecciones utilizando como medio de transmisión física una interfaz RS485. A través del programa pcAnywhere se permite controlar este computador remotamente dando un acceso a la gestión de protecciones desde el Centro de Control.

Sistema de Automatización de Subestaciones SAS: Corresponde a la red que transmite las diferentes señalizaciones de disparo, alarma, apertura y cierre de equipos, medida, etc., desde los diferentes sistemas de control de la subestación, hasta el controlador de bahía de cada campo y de allí al controlador de subestación bajo protocolo

PROFIBUS utilizando como medio de transmisión físico la fibra óptica. Para llevar la información del sistema de protecciones se utiliza el protocolo IEC 870-5-103 a través de una interfaz RS485 como medio de transmisión físico.

Red de Sincronización de Relés: Sistema de comunicación que sincroniza todos los relés y controladores de bahía de los diferentes campos con respecto al tiempo (fecha y hora), con el fin de llevar un control temporal de los registros entregados por cada uno de estos equipos. Esta red utiliza como medio de transmisión físico una interfaz RS485.

Red de gestión de contadores: Para los contadores de energía de la subestación se tiene instalado un sistema de gestión remota que permite visualizar la medición de cada unidad y así mismo hacer variaciones sobre los parámetros de cada uno de los contadores. La conexión utiliza unos "Splitter" para recoger los datos de cada contador de energía y se interconectan con cable RS232.

Registro de eventos

A través de los controladores de bahía de todos los campos, así como el controlador de subestación se registra constantemente todos los eventos que ocurren en la subestación. Adicionalmente se tiene una red de gestión de protecciones para interrogar a los relés de protección en el momento que se requiera y de esta manera poder determinar las razones de una posible falla.

El sistema de registro y localización de fallas en las líneas de transmisión está integrado como una función de las protecciones principal y de respaldo.

La función de registro de fallas desempeña la tarea básica de almacenar y suministrar información en el momento de la falla de las señales de corriente y tensión, el tipo de falla y la hora del evento. La función de localización tiene la tarea de indicar la distancia con base en la longitud total del circuito, del lugar de la falla o evento de la forma más exacta posible. Estos reportes de fallas y en general de los eventos, son capturados a través de la Red de Gestión de Protecciones, permitiendo también el acceso de esta información al Centro de Control.

Sistema de medida

Las unidades de control de bahía ubicadas en cada tablero de control y protección del edificio de control, tienen la función de medida de tensión, corriente, energía activa y reactiva, potencia activa y reactiva y factor de potencia.

Adicionalmente, en el campo de línea Sucre existen dos contadores de energía de frontera comercial. Los contadores están ubicados en el tablero +Q1.

Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares están compuestos por un sistema de alimentación y distribución 380/220 V AC., y un sistema alimentación y distribución 125 V DC. A continuación detallamos cada uno de estos sistemas.

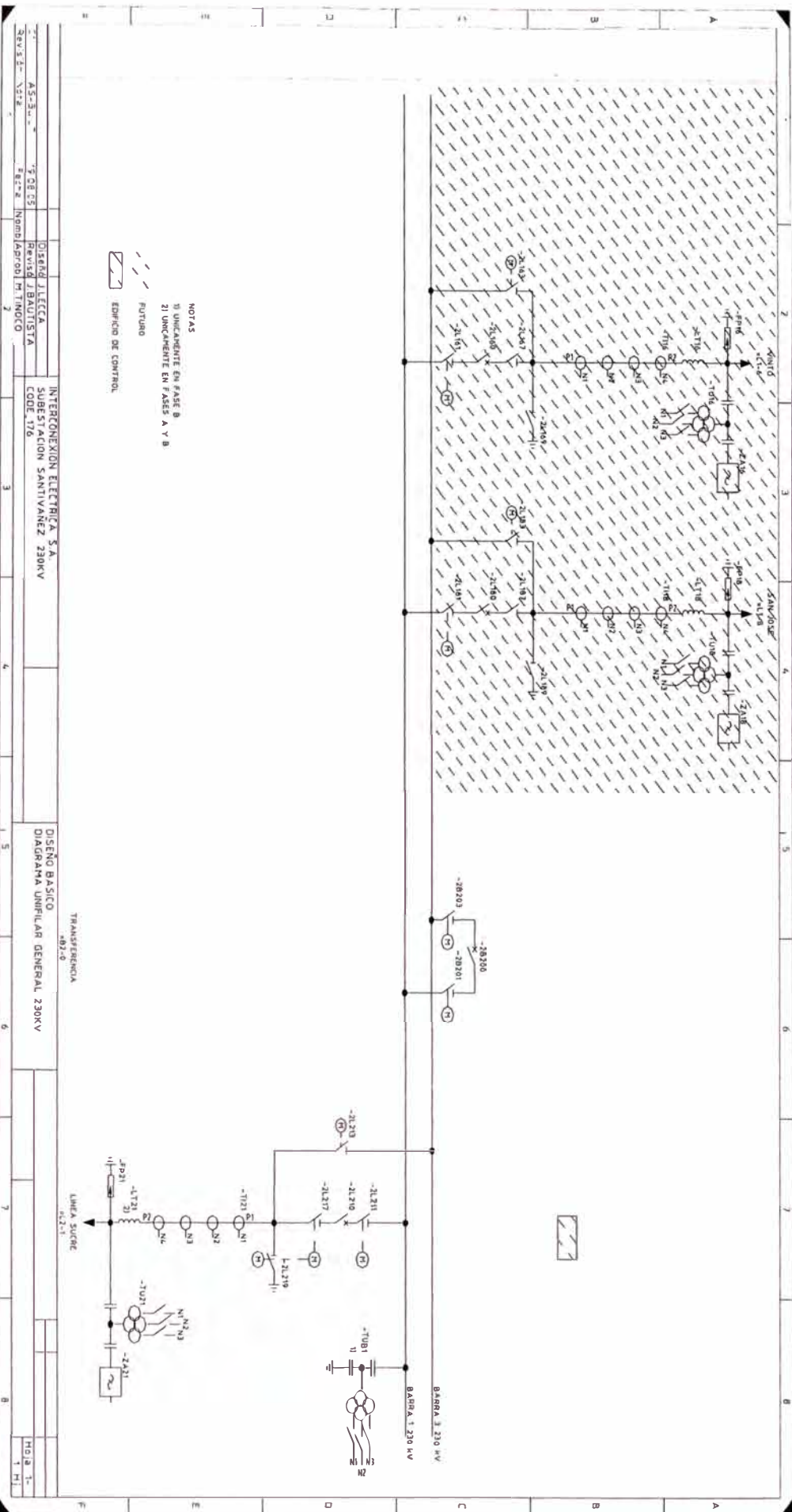
Sistema de alarmas

El sistema de señalización de alarmas de la subestación es vital para realizar un diagnóstico del estado de sus componentes, bien sea antes, durante o después de la ocurrencia de una falla.

Aunque normalmente la información contenida en estas alarmas trata sobre anomalías y sus consecuencias (equipos, polaridades, relés, etc.), este sistema también puede cumplir funciones de información sobre estados de equipos para brindar facilidades o alertas en determinadas maniobras llevadas a cabo por parte del personal en la subestación.

DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DE LA SUBESTACION 230 KV

Con la finalidad de tener una mayor detalle, se anexa el diagrama de la subestación SANTIVAÑEZ.



NOTAS
 0) FASEARANTE CU FASE B
 2) UNICAMENTE EN FASES A Y B



AS-3-3-1-1	05/08/05	DISAÑO JELECA	INTERCONEXION ELECTRICA S.A.	DISEÑO BASICO	
REV 3.1 - V.178	08/02/02	Revisó J.BAUTISTA	SUBESTACION SANTIIVANEZ 230KV	DIAGRAMA UNIPOLAR GENERAL 230KV	
		Nombre: J.BAUTISTA	CODE: 176		
		Nombre: J.BAUTISTA			

TRANSFORMERENIA

LINEA SUCRE

H018 1-1

CAPÍTULO I

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

1.1 Objeto

El objetivo de este documento es describir el funcionamiento y filosofía del sistema de control digital de SIEMENS denominado SICAM SAS de la nueva subestación, la cual denominaremos SANTIVAÑEZ.

1.2 Definiciones

- **6MD664:** BCU de la familia SIPROTEC 4.
- **7SA612:** BPU de protección de distancia (función 21) de la familia SIPROTEC4
- **7VK612:** Relé de verificación de sincronismo (función 25)
- **BCU:** Unidad Controladora de Bahía. En el presente informe las BCU serán unidades 6MD664
- **BPU:** Unidad (relé) de protección de bahía.
- **CPU:** Unidad de Procesamiento del equipo SICAM SC.

- **CP443-5:** Tarjeta de Comunicaciones mediante el protocolo PROFIBUS FMS, utilizada en los equipos SICAM SC.
- **DIGSI 4:** Software mediante el cual se parametrizan los IEDs pertenecientes a la familia SIPROTEC.
- **HMI:** Interfaz Hombre – Máquina.
- **IED:** Dispositivos Electrónicos Inteligentes. Comprende todos los BCUs y los BPU.
- **MCP:** Módulo Central de Comunicaciones del equipo SICAM SC. Maneja los protocolos IEC-870-5-101 e IEC-870-5-103.
- **OLM:** “Optical Link Module”. Dispositivo que realiza el acople entre la red RS485 que sale de cada tarjeta CP443-5 y el anillo redundante de fibra óptica mediante el cual se comunican los diferentes IEDs.
- **PROFIBUS FMS:** Protocolo de comunicación mediante el cual se realiza la conexión entre un equipo SICAM SC y varios IEDs de la familia SIPROTEC 4.
- **PS:** Fuente de alimentación (“Power Supply”) del equipo SICAM SC.
- **SICAM PlusTOOLS:** Software mediante el cual se parametriza el sistema de control digital SICAM SAS.
- **SICAM SAS:** “Substation Integration Control Automation and Monitoring System”. Es el sistema de control y supervisión de subestaciones de última generación de SIEMENS.
- **SICAM SC:** Controlador de subestación.

1.3 Descripción del Sistema y Principio de Funcionamiento

El control del sistema de control y supervisión de la subestación está basado en el sistema Sicam SAS, especialmente diseñado para la automatización de sistemas de alta tensión en el área de transmisión y distribución de potencia, cumpliendo con tareas de supervisión, control local y remoto con enclavamientos, conexión con BCUs y BPU, y telecomunicación, entre otros, tal y como se describe en este informe.

1.3.1 Generalidades

El sistema de Control Digital para la automatización de subestaciones Sicam SAS está compuesto por los siguientes sistemas:

- Controlador de subestación SICAM SC, provisto con una CPU, tarjeta CP443-5 para comunicación con los IEDs a través del protocolo de comunicación PROFIBUS FMS, tarjeta MCP de comunicaciones con el centro de control, módulos de entrada/salida.
- IEDs dentro de los cuales están los controladores de bahía 6MD664 (BCUs), y los relés de protección SIPROTEC 4 (BPU).
- Módulo de sincronización de tiempo HOPF 6870 encargados de realizar la sincronización de tiempo de los diferentes componentes del sistema.

1.3.2 Estructura del Sistema

Tal y como se ilustra en la siguiente figura, los subsistemas mencionados en el ítem anterior se integran al controlador de subestación por medio de protocolos estándar (IEC 870-5-103, Profibus FMS), mediante enlaces en cobre (RS 232, RS 485) y/o fibra óptica.

SUBESTACION SANTIVAÑEZ

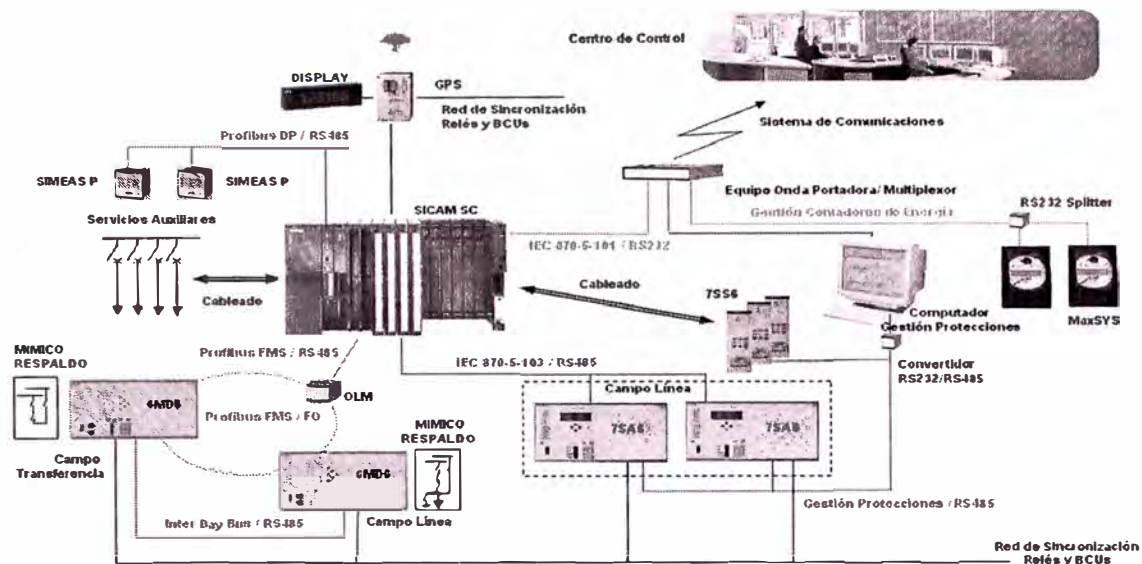


Gráfico N° 1.1

Cada unidad de bahía 6MD664 cuenta con 65 entradas digitales DI, 45 salidas de comandos CO, 3 entradas directas de CT's y 4 entradas directas de PT's; adicionalmente cuenta con un display de cristal líquido para supervisar los equipos, medidas y eventos y, por otra parte, poder comandar los equipos de patio con los enclavamientos respectivos. Las señales provenientes de los equipos de patio, como seccionadores, interruptores, alarmas de los equipos, corrientes y voltajes son cableadas a las unidades de bahía.

Para llevar la información de cada BCU al controlador de subestación **SICAM SC** se tiene un anillo doble de fibra óptica entre los IEDs y el SICAM SC lográndose un alto grado de disponibilidad, ya que con la eventual falla de un camino de FO aún permanece la conexión por el otro enlace. El anillo

redundante se integra al controlador de subestación en una topología de bus, con el protocolo PROFIBUS FMS, a través de un OLM.

Adicionalmente, las unidades de bahía 6MD664 cuentan con otro puerto –llamado “Interbay Interface”- el cual permite el intercambio de datos entre las BCUs en forma independiente del nivel superior, es decir, sin considerar el estado en el que se encuentra el **SICAM SC** o la red de fibra óptica. De esta forma, pueden operarse todos los equipos de una bahía con la correspondiente verificación de enclavamientos. Los BPU se comunican con el **SICAM SC** a través del protocolo IEC60870-5-103 conectados en una red RS-485.

Para la sincronización del tiempo se instala un sistema GPS, el cual sincroniza directamente al controlador de Subestación SICAM SC, las unidades de bahía y los relés de protección.

1.3.3 Software de Parametrización, Supervisión y Control

Como se ilustra más adelante, en los modernos sistemas de control y protección juega un papel muy importante el software de parametrización y configuración de los sistemas; Por este motivo se ha seleccionado el siguiente software de parametrización y control:

- Digi 4.5 (usado para la parametrización de los IED´s).
- Sicam Plus Tools Versión 4 (usado para la configuración del (los) controlador(es) de la S/E SC).

Todos los paquetes mencionados utilizan como plataforma el sistema operativo Windows 2000.

1.3.4 Gestión de protecciones

La gestión de protecciones se realiza en forma independiente del SICAM SAS. Todos los equipos de protección están provistos con un puerto posterior en RS485, a través del cual se puede realizar la gestión remota. Para esto se entrelazan todos los relés en el bus RS485 y se integra a la red un computador local, con el software DIGSI 4 y PCAnywhere, mediante un convertidor RS485/RS232. Este PC se interroga remotamente desde el centro de control mediante una conexión a un puerto del multiplexor y de aquí vía onda portadora.

La configuración puede ser vista en la gráfica del numeral 1.1

1.3.5 Gestión de contadores de energía

La gestión de contadores de energía también se realiza en forma independiente del SICAM SAS.

Cada Medidor está provisto con un puerto RS232 identificado con una dirección digital única dentro de la red de contadores. Mediante un “splitter” o distribuidor de puertos RS232, se logran integrar los medidores en una red de gestión centralizada.

El distribuidor tiene un puerto de entrada, a donde se conecta la estación maestra, en este caso, se hará la conexión a un puerto RS232 del equipo de comunicaciones, donde en el extremo remoto (Centro de Control) estará ubicado el computador maestro de gestión de medidores. Adicionalmente el distribuidor posee siete puertos de salida, a donde se conectarán los medidores. El distribuidor funciona como un “hub” en donde la información de interrogación que viene por el puerto maestro, es repetida

en cada puerto de salida, y cuando un medidor identifica su dirección, responde. La información de respuesta que viene de un medidor por el puerto de salida, es repetida solamente por el puerto de entrada hacia el maestro. Para lograr una conexión de más de siete equipos es posible instalar varios distribuidores en una configuración tipo cascada.

La configuración puede ser vista en la gráfica del numeral 1.1

1.3.6 Comportamiento del sistema ante presencia de fallas

a) Comportamiento del sistema ante ruptura de una de las fibras ópticas en los anillos redundantes, o ante falla de uno de los IEDs del anillo doble

Estado inicial: El sistema está funcionando normalmente (sin fallas). Si falla una de las fibras ópticas en el anillo, o si falla uno de los IEDs del anillo doble, el anillo doble es reconfigurado automáticamente por el OLM para dejar de funcionar como un anillo doble, pasando a funcionar como bus óptico, comunicándose todos los IEDs con el sistema mediante los segmentos no afectados.

b) Comportamiento del sistema ante falla total de la comunicación de uno de los IEDs – Buffer de eventos

En condiciones normales, mientras que el IED esté conectado (comunicado) con el sistema de control, son enviados a los niveles superiores la totalidad de eventos registrados en el IED que hayan sido configurados para ser reportados. Sin embargo, al perderse la conexión entre el IED y el controlador de subestación los eventos dejan de ser

enviados. Estos seguirán siendo almacenados en el buffer de eventos del IED.

Al recuperarse la comunicación el IED responde al controlador de subestación ante una petición de interrogación general, con lo cual envía el estado actual de la información que posee (estado actual de entradas binarias y medidas)

c) Comportamiento del sistema ante falla de uno de los controladores de bahía

Se habilitará la posibilidad de efectuar control de los equipos de patio desde un mímico de control ubicado en el tablero de control y protecciones. El funcionamiento será explicado en detalle en el numeral 4.

1.4 Niveles de operación y selección del modo de control

En términos generales una subestación cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

Nivel 0: Patio.

Nivel 1: Unidad de Bahía

Nivel 2: Controlador de Subestación – IHM centralizada.

Nivel 3: Centro de Control.

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a este se encontrarán bloqueados para ello. De esta forma, si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1, 2 y 3. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá operar desde los niveles 2 y 3.

En esta subestación no se implementa Nivel 2 de control y se establece un nivel 1 de respaldo para garantizar la continua operación del sistema aún en caso de indisponibilidad de la unidad de bahía.

A continuación se describen los niveles de operación disponibles en la subestación junto con la forma en la que se selecciona cada uno de ellos, y algunos detalles importantes sobre la operación desde cada nivel.

1.4.1 (Nivel 0) Patio

En general este nivel de control es seleccionado desde los selectores local/remoto que se encuentran en los gabinetes de control de cada interruptor o seccionador.

Los estados posibles de estos selectores son:

- **LOCAL:** Control de los equipos en patio a través de los pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes del sistema de control. Para la operación de interruptores desde patio se cablearán las posiciones de los seccionadores adyacentes, de forma que solo se pueda cerrar el interruptor si los seccionadores están abiertos (este nivel debe ser usado exclusivamente para mantenimiento).
- **REMOTO:** Operación de cualquiera de los siguientes modos:
 - Nivel 1 (Controlador de Bahía).
 - Nivel 1 RESPALDO (Mímico de Emergencia).
 - Nivel 3 (Centro de Control.)

1.4.2 (Nivel 1) Tablero de Control y Protecciones

Esta subestación cuenta con dos niveles 1 de operación. El primero, llamado nivel 1, corresponde a la operación desde el panel frontal de la unidad de control de bahía. El nivel 1 RESPALDO corresponde a la operación desde el mímico de control ubicado en la puerta del tablero de control y protecciones.

La selección de un nivel de control u otro se realiza mediante un selector de retorno automático ubicado también en la puerta del tablero de control y protecciones. Las posiciones indican:

- EMERGENCIA: habilita la operación desde el nivel 1 RESPALDO.
- NORMAL: habilita la operación desde el nivel 1.

El retorno automático siempre será a posición NORMAL.

a) (Nivel 1) Controlador de Bahía.

Este nivel requiere el selector NORMAL/EMERGENCIA en posición NORMAL. Esta posición se encuentra cableada a una entrada binaria de la BCU y se incluye en los enclavamientos programados para cada mando.

El controlador de bahía posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos.

Las posiciones del Selector Local/ Remoto son:

- LOCAL: Operación desde el panel frontal del controlador de bahía.
- REMOTO: Operación desde el Nivel 3 (Centro de Control).

La posición del selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos sólo tiene relevancia cuando el selector Local/Remoto se encuentra en posición

Local y no afecta el funcionamiento cuando dicho selector se encuentra en Remoto. Las posiciones son:

- Sin Enclavamiento: el mando originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. La verificación de sincronismo no es afectada por este selector y es efectuada independientemente de la posición en la cual se encuentre. En esta posición no puede ser retirada la llave.
- Con Enclavamientos: todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

Los controladores de Bahía y su funcionamiento son descritos en detalle en el numeral 5.2

b) (Nivel 1 Respaldo) Mímico.

Este nivel requiere el selector NORMAL/EMERGENCIA, por lo general se ubica en la parte inferior derecha del mímico, tal y como puede verse en la siguiente figura, en posición EMERGENCIA. Por ser un selector con retorno automático, la posición EMERGENCIA debe ser mantenida por el operador durante el tiempo que dure la maniobra de apertura o cierre, la cual es ejecutada con el selector asociado a cada equipo de patio que cuenta con mando remoto.

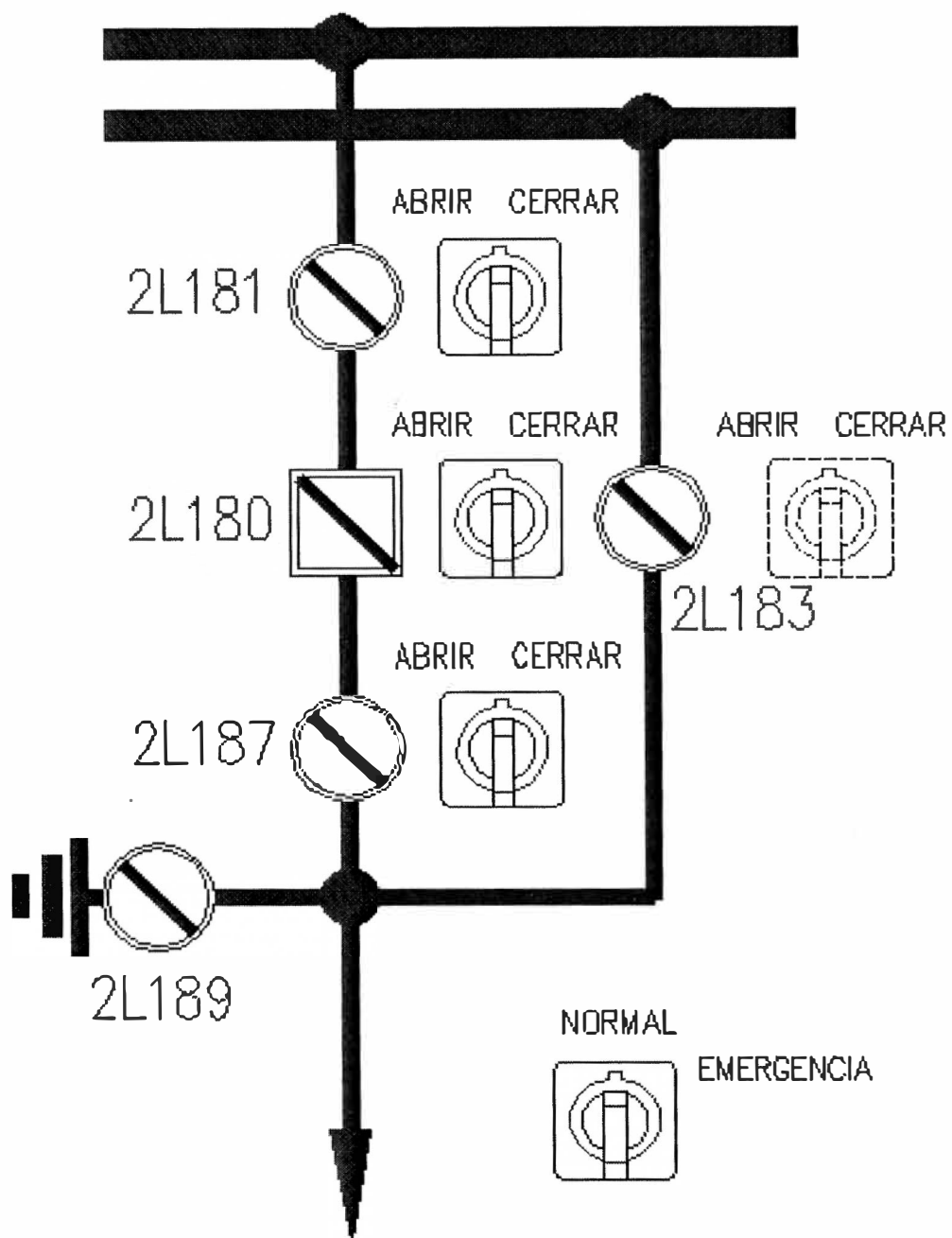


Gráfico N° 1.2

La verificación de enclavamientos tanto de apertura como de cierre se realiza por cableado mientras que la verificación de sincronismo es llevada a cabo por el relé de protección de distancia 7SA612 para el campo de línea.

1.4.3 (Nivel 3) Centro de Control

Modo seleccionado por defecto cuando el nivel 0 se encuentra en REMOTO, el nivel 1 en REMOTO y el nivel 1 RESPALDO en NORMAL. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo IEC60870-5-101 configurada en el Controlador de Subestación.

Los detalles de la comunicación son tratados en detalle en el numeral 7.

1.5 Hardware

1.5.1 Controlador de Subestación

a) Componentes del controlador de subestación

El controlador de subestación de SANTIVÁÑEZ está integrado por los equipos relacionados en la siguiente tabla.

Tabla N° 1.1

RACK	1
PS	1
CPU (Incluye submódulo IF-964)	1
MCP	2
CP443-5	1
DI32	3
CO32	1
AI32	1

A continuación se describe cada uno de estos componentes:

- **Rack**

Cada controlador de subestación esta compuesto por un rack estándar universal de 19" en el cual pueden ser instaladas la fuente de alimentación, CPU, tarjetas de entrada / salida digital y análoga, tarjetas de comunicación, tarjetas de ampliación etc.

El rack UR1 tiene 18 slots para la acomodación de la fuente de alimentación, CPU y las tarjetas, permitiendo la comunicación entre ellos a través de los bus de datos P-bus (Bus de Periferia) y K-bus (Bus de Comunicaciones), el cual está diseñado para el intercambio de grandes volúmenes de datos.

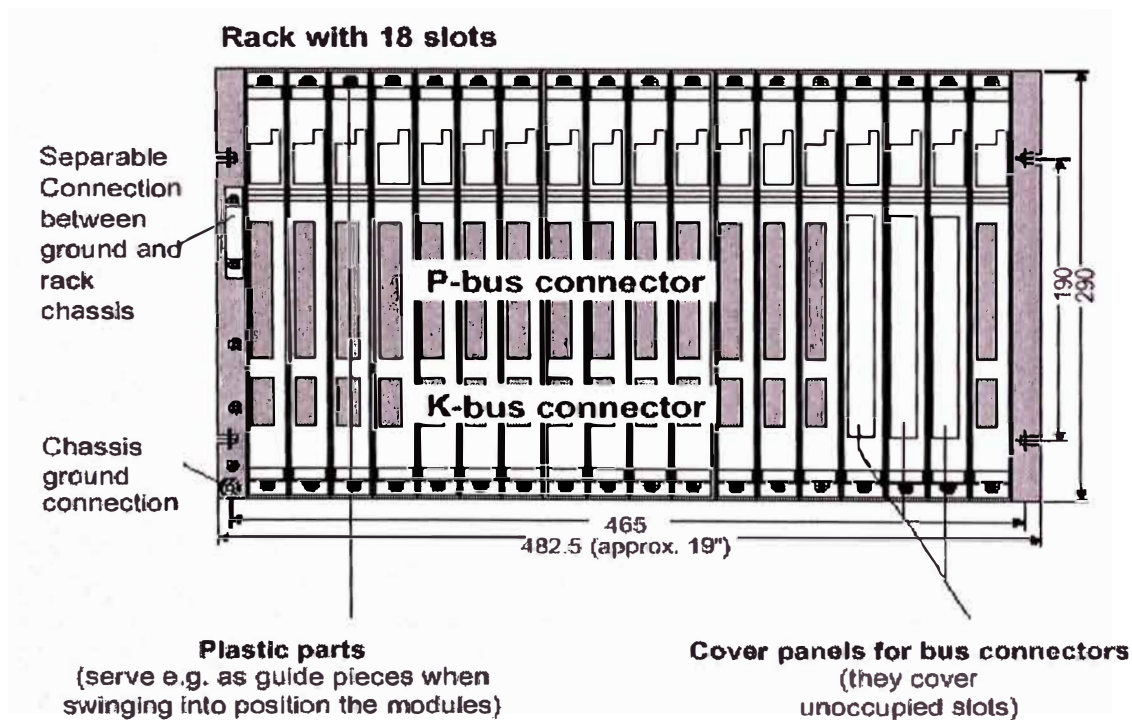


Gráfico N° 1.3

- **Fuente de alimentación PS**

La fuente de alimentación PS20A proporciona y supervisa las tensiones internas de operación del sistema (5VDC y 24VDC), necesarias para alimentar la electrónica de las diferentes tarjetas y CPU, pero la fuente no provee alimentación para la carga conectada a las tarjetas. Las entradas de tensión de la fuente de alimentación son aisladas de forma que cualquier punto (P+ ó P-) puede ser aterrizado. Las salidas son a prueba de cortocircuito y de otro lado, hay fuentes de alimentación con los siguientes rangos de entrada:

24 V / 48 V / 60 VDC.

110 a 250 VDC / 120 a 230 VAC.

El controlador de subestación del sistema SAS de la subestación utiliza una fuente de 110 a 250 VDC.

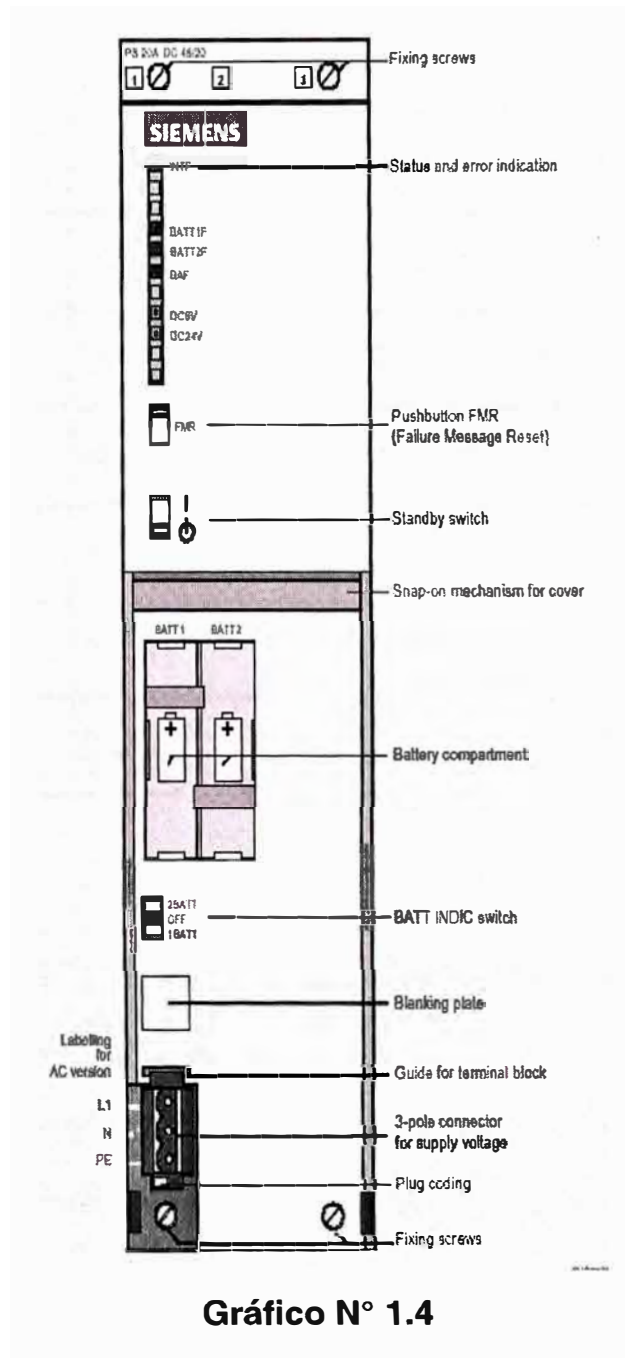


Gráfico N° 1.4

Como se ilustra en la figura anterior, gracias a su función de autodiagnóstico, la PS cuenta con leds de indicación que informan al operador del estado de operación de la misma, con el siguiente significado.

Tabla N° 1.2

LED	Color	Meaning
INTF	red	Internal error of the PS
BATT1F	red	Fault of the back-up battery 1
BATT2F	red	Fault of the back-up battery 2
BAF	red	Fault battery voltage in the backpanel bus
DC5V	green	DC 5-V voltage in order
DC24V	green	DC 24-V voltage in order

- **CPU**

La CPU 488-3 de alta capacidad de la familia Simatic M7-400 cuenta con procesador pentium de 120MHz y una tarjeta de memoria FLASH EPROM de 16 Mbytes encargada de salvaguardar el sistema operativo y la configuración del controlador, garantizando el respaldo de la aplicación en caso de una pérdida en la alimentación del sistema.

Adicional a lo anterior la CPU cuenta con un selector tipo llave de tres posiciones mediante el cual se selecciona el estado operativo de la CPU, a saber: Mres (Borrado total de la CPU), STOP (CPU en Stop, no se procesa el programa), RUN (La CPU ejecuta el programa de usuario) y RUN-P (La CPU ejecuta el programa de usuario y adicionalmente permite cambios en la configuración).

Vale la pena señalar que la llave sale del selector únicamente cuando se encuentra en la posición STOP ó RUN, lo que garantiza que no se cambie el estado operativo de la CPU inadvertidamente y que solo personal autorizado realice modificaciones a la configuración del sistema a través del puerto MPI (Conector DB9).

En una CPU se pueden insertar módulos de interfaz adicionales que permiten la conexión del sistema con otros protocolos, tales como: el PROFIBUS DP y el TCP/IP (conexión Ethernet). Uno de estos módulos, el IF-964 para comunicación en Profibus DP, es utilizado en la subestación para realizar la conexión con los medidores multifuncionales SIMEAS P instalados en servicios auxiliares. Estos módulos de expansión son insertados en las ranuras denominadas "Interface submodule slots" indicadas en la figura mostrada a continuación.

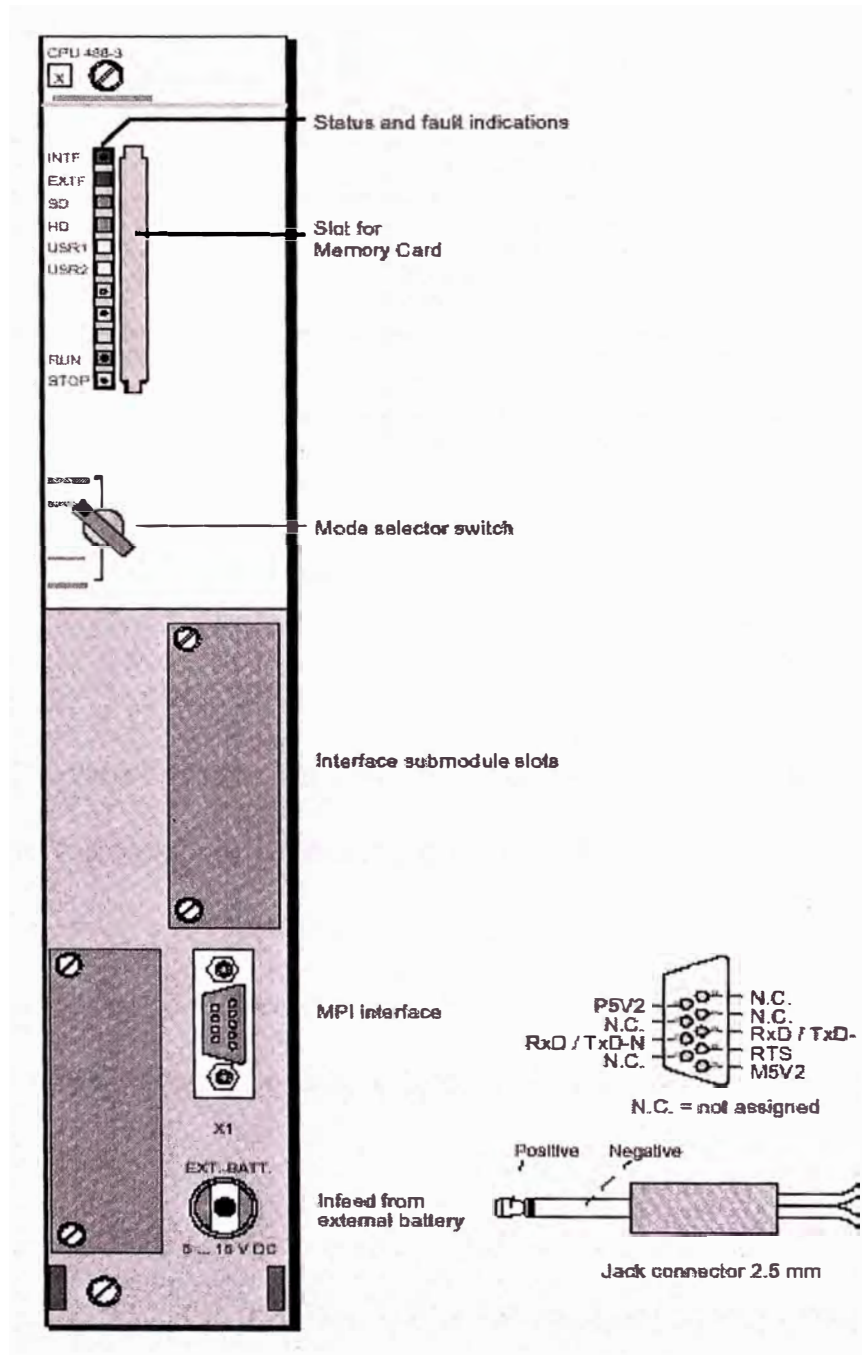


Gráfico N° 1.5

Como se ilustra en la figura anterior, gracias a su función de autodiagnóstico, la CPU cuenta con leds de indicación que informan al operador del estado de operación de la misma, con el siguiente significado.

LED	Color	Meaning
INTF	red	Internal fault (on the CPU)
EXTF	red	External fault (outside the CPU)
SD	green	Access to Memory Card or OSD
HD	green	Accessing hard disk
USR1	yellow	Special indicator for the application program (user)
USR2	yellow	Special indicator for the application program (user)
RUN	green	RUN status
STOP	yellow	STOP status

Tabla N° 1.3

- **MCP**

El MCP ó procesador de comunicaciones multifuncional es el módulo encargado de manejar las funciones de comunicación entre el Sicam SC y el centro de control, y el Sicam SC y los IEDs. A su vez el software del MCP es el encargado de la conversión de información y protocolos, sincronización de tiempo de las tarjetas I/O, interrogación general de las tarjetas I/O e IEDs.

El módulo MCP cuenta con 6 canales de comunicación. Dos están direccionados a los dos puertos de comunicación RS232/RS422/RS485 ubicados en la parte frontal de la tarjeta. Los 4 canales adicionales se pueden usar para expandir la capacidad de la tarjeta de la siguiente manera:

Se puede añadir un módulo XC2, el cual cuenta con dos puertos de comunicación RS232/RS422/RS485. Cada módulo XC2 ocupa dos canales, por lo que se pueden adicionar máximo 2 módulos XC2.

Se puede añadir un módulo XF6, el cual cuenta con 6 salidas en fibra óptica para conexión de IED's usando el protocolo IEC-870-5-103. Cada módulo utiliza un canal de la MCP (las 6 salidas de fibra óptica son multiplexadas), por lo que se pueden adicionar máximo 4 tarjetas XF6 (hasta 24 salidas en fibra óptica).

Pueden adicionarse en forma mixta módulos XF6 y XC2, siempre y cuando no se exceda el número de canales de la MCP (p.e., 1 XC2 y 2 XF6).

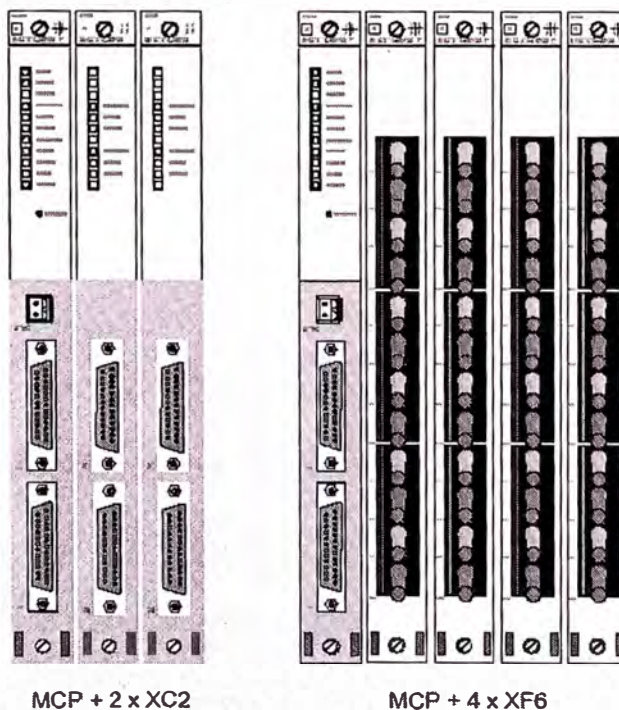


Gráfico N° 1.6

En SANTIVANEZ se configura el puerto COM1 de la primera tarjeta MCP para salir en modo RS232 y realizar la conexión con el centro de control (IEC60870-5-101). En la segunda tarjeta se configura el puerto COM1 para salir en modo RS485 y realizar la conexión con los relés de protección (IEC60870-5-103).

Para el caso de las interfaces RS232, la distancia máxima de separación entre dos equipos es de 15 m, para RS422/RS485 la distancia máxima de separación entre el MCP y el módulo más lejano es de 1000 m a 9600 bps y 500 m a 19200 bps.

Adicional a lo anterior, el MCP en el panel frontal posee una entrada de sincronización de dos pines para recibir la señal externa de sincronización de tiempo, la cual puede hacerse mediante los protocolos DCF77, GPS, IRIG-B ó mediante el telegrama de sincronización enviado por el centro de control. En la subestación SANTIVANEZ se sincronizará la MCP mediante conexión directa con el módulo GPS, usando el protocolo DCF77.

Dentro del sistema, el MCP actúa como módulo maestro de tiempo para los demás módulos del controlador de subestación (tarjetas I/O y CPU.), para de esta forma garantizar en cada uno de los sistemas señalización en tiempo real con resolución de 1 ms.

LA MCP cuenta con función de autodiagnóstico la cual es reflejada en los leds de indicación ubicados en la parte frontal de la tarjeta con el siguiente significado.

Tabla N° 1.4

LED	Color	Meaning	
INTF	red	Internal fault (In the MCP)	
EXTF	red	External fault (outside the MCP)	
LOAD	yellow	Downloading	
FAULT1	red	Fault 1	X1 interface
TXD1	green	Transmit data	
RXD1	green	Receive data	
FAULT2	red	Fault 2	X2 interface
TXD2	green	Transmit data	
RXD2	green	Receive data	
RUN	green	Application program running	
STOP	red	Application program stopped	

- **CP 443-5**

La tarjeta de comunicaciones CP443-5, permite la comunicación del Sicam SC con los IEDs mediante el protocolo PROFIBUS FMS. La conexión de esta tarjeta a la red PROFIBUS se realiza a través del puerto RS485 del que dispone la tarjeta. A su vez es posible crear un enlace en fibra óptica redundante con los IEDs mediante el módulo de enlace óptico OLM, con el fin de darle inmunidad ante la interferencia electromagnética y máxima confiabilidad al sistema de control.

Cuando se interconectan los IED's mediante una red en FO a través de un OLM ubicado en la misma celda del SICAM SC, se pueden tener velocidades de comunicación de hasta 1,5 Mbps, para una longitud del anillo de fibra óptica de hasta 3000 metros utilizando fibra óptica de vidrio tipo multimodo, 62.5/125 m.

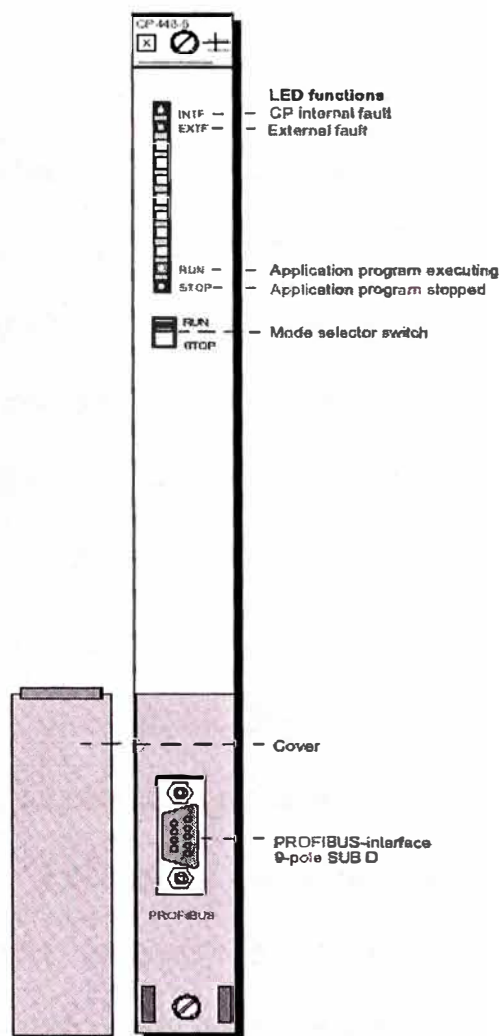


Gráfico N° 1.7

Al igual que los módulos anteriores, gracias a su función de autodiagnóstico, cada CP 443-5 cuenta con leds de indicación que informan al operador del estado de operación de la misma.

- **IM 460 e IM 461**

Aunque en esta oportunidad, no se usarán las tarjetas de interfase IM 460 e IM 461, por medio de estas es posible expandir el SICAM SC hasta 4 racks adicionales con el fin de prever más slots para el montaje de tarjetas MCP, tarjetas de I/O y de comunicaciones.

- **Tarjetas de I/O**

Las tarjetas de entrada / salida ó tarjetas I/O son las encargadas de interactuar con los diversos equipos presentes en la subestación mediante cableado convencional. Dependiendo de la naturaleza de la señal, se tienen disponibles tarjetas de entrada digital, tarjetas de entrada análoga y tarjetas de salida digital ó comandos. En la subestación SANTIVANEZ se contara con 3 tarjetas de entradas digitales, una tarjeta de comandos y una de entradas análogas de corriente +/- 20mA.

Cada tarjeta I/O es microprocesada y cuenta con su propio reloj de tiempo real el cual es sincronizado por el MCP maestro, garantizando de esta forma la captura espontánea de eventos con estampa de tiempo con resolución de 1 ms. Por estar estas tarjetas expuestas a influencia electromagnética propia de las S/E, están diseñadas para garantizar inmunidad contra sobretensiones de hasta 2,5 kV.

Como se ilustra en la figura siguiente, cada tarjeta consta de una carcasa en donde está almacenada la electrónica, y de un conector frontal removible.

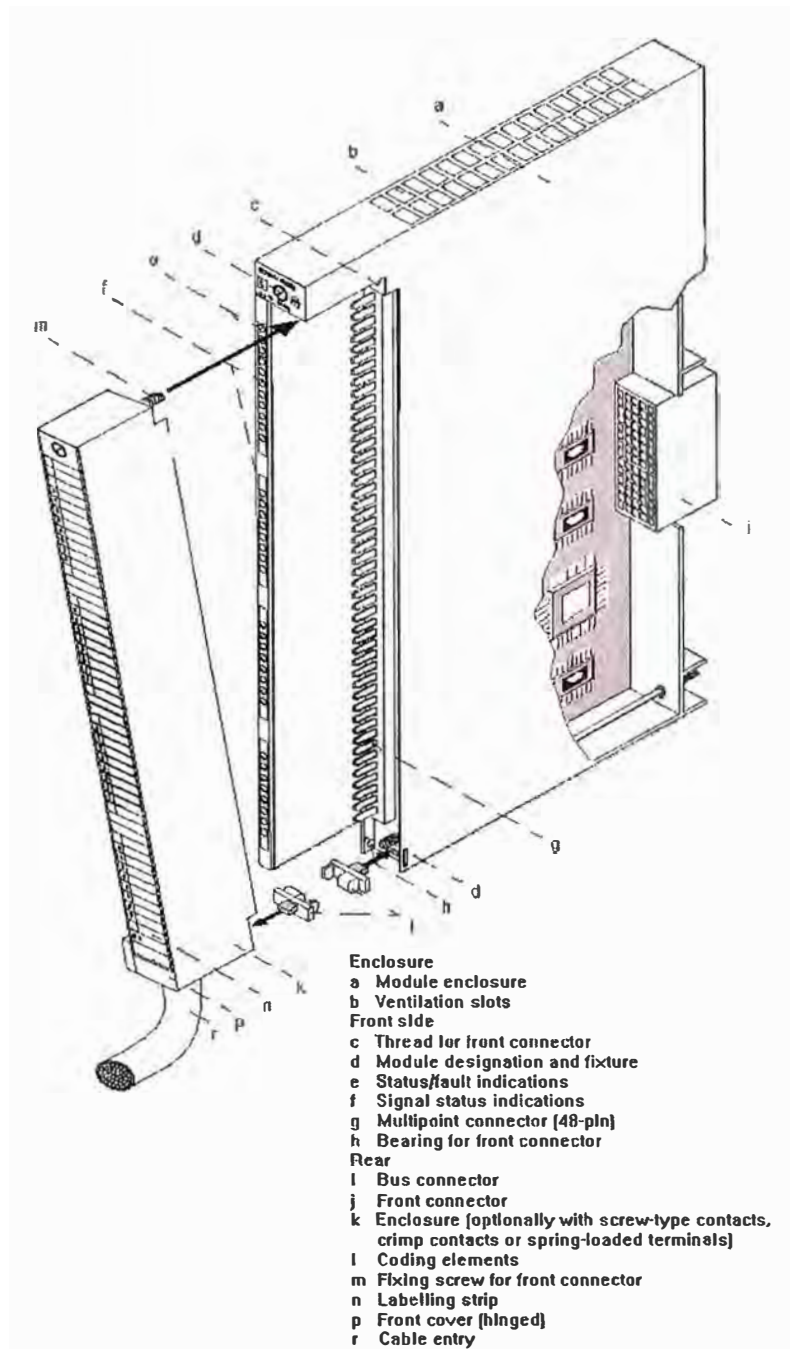


Gráfico N° 1.8

Tarjetas de entrada digital

Las tarjetas de entrada digital son apropiadas para adquirir y procesar información de switches de posición y otras señales digitales.

Elas convierten los niveles de señales binarias externas de proceso en señales digitales internas interpretables por el Sicam SC. Cada tarjeta de entrada digital tiene la facultad de capturar eventos espontáneos y almacenarlos en su buffer de eventos cronológicamente con estampa de tiempo, para luego enviarlos a la CPU mediante interrupciones de hardware. El buffer de eventos puede almacenar 200 eventos.

Adicionalmente, cada tarjeta de entrada digital es parametrizable vía software por octetos (8 canales), para adquirir información de campo de uno de los siguientes tipos:

- ◆ Single point indication.
- ◆ Fleeting indication.
- ◆ Double point indication.
- ◆ Metered value.
- ◆ Bit pattern.
- ◆ Transformer tap indication.

A su vez las tarjetas de entrada digital realizan una adquisición segura de la información, gracias a que comparan cada uno de sus 32 canales con el 80 % de la tensión de entrada nominal de la tarjeta. Por otro lado, gracias a que son microprocesadas, cuentan con autodiagnóstico, detectando así la pérdida de la tensión de alimentación de la tarjeta, falta del conector frontal, desbordamiento de memoria, entre otras.

Para nuestro caso específico se emplearán las tarjetas de entrada digital para supervisar las señales de los servicios auxiliares y contadores.

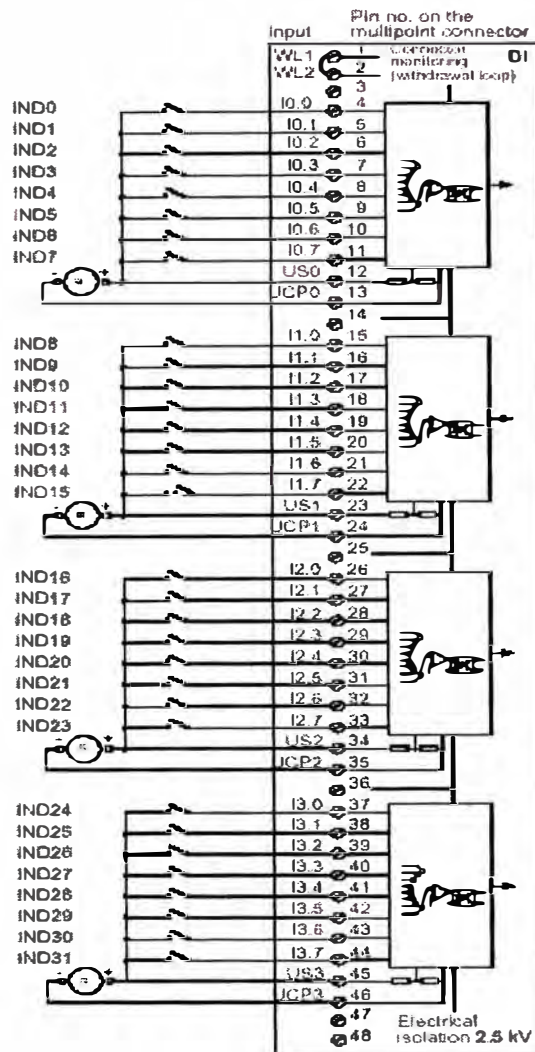


Gráfico N° 1.9

En la figura anterior se ilustra el diagrama de conexión de cada tarjeta.

Tarjetas de salida digital ó comandos

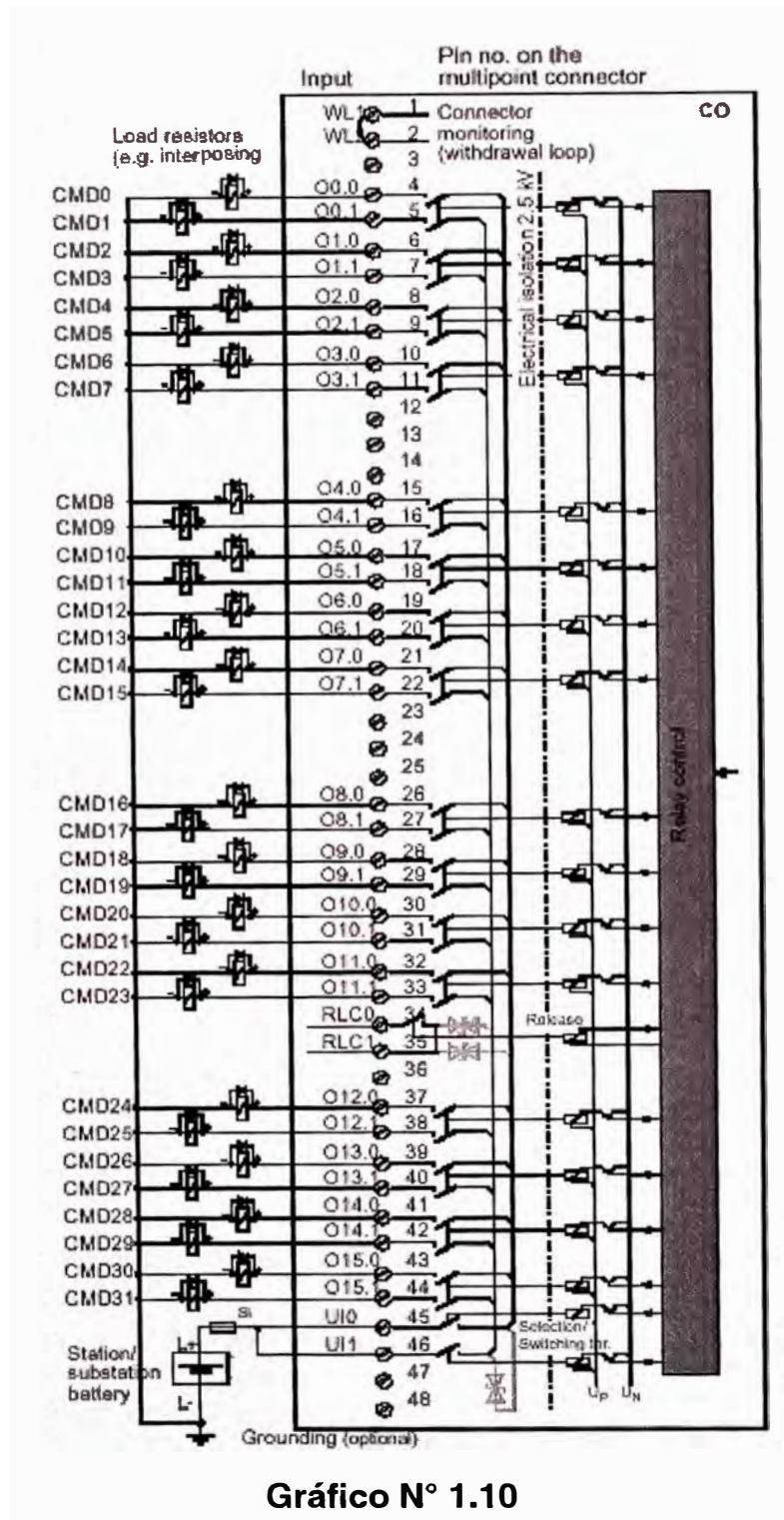
Las tarjetas de salida digital convierten las señales digitales internas Sicam SC a niveles de señal externa requeridos por el proceso.

Estos módulos son apropiados para el control de contactores, bobinas de disparo, lámparas, arranque de motores, entre otras aplicaciones.

Dentro de las características fundamentales de las tarjetas están:

- ◆ Cuentan con 32 canales de salidas (organizadas como 16 relés de dos polos cada uno).
- ◆ Un potencial común por cada contacto de los 16 relés de 2 polos.
- ◆ Salidas controladas por tiempo, para comandos sencillos y comandos dobles.
- ◆ Salida segura de comandos seleccionando tres diferentes modos de operación (32 salidas de un polo, 32 salidas de polo y medio y 16 salidas de 2 polos).

En la subestación SANTIVAÑEZ se tiene una tarjeta de comandos con el fin de realizar el control de los interruptores de servicios auxiliares y de la alarma sonora.



En la figura anterior se ilustra el diagrama de conexión de cada tarjeta.

Tarjetas de entrada analógica

Las tarjetas de entrada análoga convierten señales analógicas externas en valores digitales que puedan ser procesados por el controlador de subestación. Los sensores que pueden ser conectados a ellas incluyen termocuplas, resistencias, transductores de corriente y tensión.

Existen cuatro versiones que dependen del número de entradas disponibles y del tipo de entrada que maneje:

- ◆ La tarjeta AI32 con 32 entradas de corriente con rango de $\pm 0.5\text{mA}$ a $\pm 24\text{mA}$
- ◆ La tarjeta AI32 con 32 entradas de tensión con rango de $\pm 0.5\text{V}$ a $\pm 10\text{V}$
- ◆ La tarjeta AI16 con 16 entradas de corriente con rango de $\pm 0.5\text{mA}$ a $\pm 24\text{mA}$
- ◆ La tarjeta AI16 con 16 entradas de tensión con rango de $\pm 0.5\text{V}$ a $\pm 10\text{V}$

La conversión análogo-digital se realiza de acuerdo con el método sigma/delta con supresión de voltaje de interferencia para 50, 60, ó 16 2/3 Hz. La resolución con la que se digitaliza una señal análoga es de 12 bits mas signo lo asegura precisión de $\pm 0.25\%$ o $\pm 0.15\%$ dependiendo del rango máximo de escala.

Las tarjetas de entradas análogas tienen la posibilidad de realizar conversión cíclica de todos los canales de medición parametrizados empleando el método de Imagen de Proceso (PII) que permite al valor

digital ser leído directamente por la CPU, o utilizar el método de captura de eventos espontáneos en el cual aquellos valores que superen el umbral parametrizado son escritos con estampa de tiempo en un buffer de eventos (EPE) con resolución de 1ms y cuando el módulo AI libera una interrupción por hardware la CPU lee todos los datos almacenados. El buffer puede contener hasta 100 eventos.

La tarjeta puede realizar autocalibración automática y generar indicación en caso de falla o existencia de desviaciones incorregibles.

En la subestación se emplea para adquirir las señales de corriente de corriente directa.

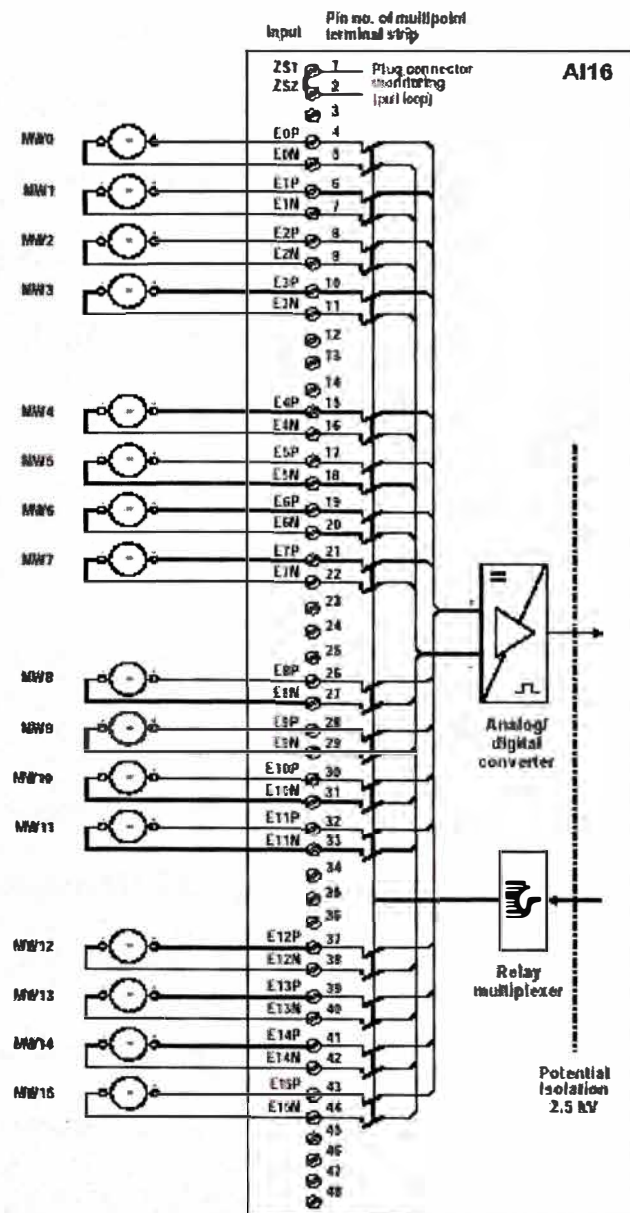


Gráfico N° 1.11

b) Sincronización de tiempo del controlador de subestación

La sincronización de tiempo del controlador de subestación SC se realiza a través del módulo MCP del controlador. Para que el módulo MCP pueda efectuar esta función de control, su reloj interno debe estar sincronizado.

Sincronización del módulo MCP: Esta sincronización se logra a través de un telegrama de tiempo enviado por un módulo GPS al receptor de señal de tiempo incluido en el módulo MCP. El sistema de sincronización GPS se basa en 24 satélites que giran alrededor de la tierra en diferentes órbitas a una altura de 20.000km, de tal forma que 6 de 11 satélites son siempre visibles desde cualquier punto de la tierra. Cada satélite tiene un reloj atómico con una precisión de 1×10^{-12} cuya señal es emitida por cada uno de los mismos a los sistemas de recepción de señales GPS.

En general se utiliza un modulo receptor de señales GPS referencia Hopf 6870, con su respectiva antena. Una vez el módulo recibe la señal de por lo menos 4 satélites, envía el telegrama de sincronización al MCP utilizando el protocolo DCF77. Esta señal se continúa enviando cada minuto mientras exista señal de satélite.

Una entrada está disponible en el módulo MCP para evaluación de señales de sincronización de tiempo. Al recibirse el telegrama de tiempo, el tiempo interno del módulo MCP es sincronizado. Para evitar que el tiempo interno del MCP difiera del tiempo real en más de 1ms durante el intervalo de sincronización de 1 minuto, la precisión del cuarzo del módulo MCP es verificada y corregida permanentemente, basada en las diferencias encontradas cada minuto entre el tiempo interno y el tiempo real.

Ajuste y sincronización del reloj de la CPU: Una vez el módulo MCP ha sido sincronizado, el módulo MCP transmite regularmente la instrucción "Set Clock" a la CPU y a todos los módulos conectados en el bus K. El

tiempo contenido en la instrucción es ajustado al siguiente minuto. El módulo MCP lanza una interrupción en la línea del sistema “synchronize clock” al cumplirse exactamente el tiempo enviado en la instrucción “Set Clock”. La CPU y todos los otros módulos conectados a este bus aceptan entonces el tiempo que ha sido transmitido. Este procedimiento es llevado a cabo una vez por minuto.

Ajuste y sincronización de los módulos de entrada/salida: El módulo MCP transmite a la CPU la instrucción “time telegram” en paralelo con la instrucción “Set Clock” mencionada en el paso anterior. La CPU cumple ahora la función de distribuir este telegrama de tiempo a todos los módulos de entrada/salida conectados en el bus P.

Si un telegrama de sincronización de tiempo ha llegado a un módulo Sicam, este acepta el tiempo incluido en este telegrama como el nuevo tiempo absoluto al recibir la interrupción en la línea de tiempo “Synchronize clock”. Si no ha llegado ningún telegrama de sincronización durante el último minuto, al llegar la interrupción únicamente son sincronizados los milisegundos e incrementados los minutos.

Los telegramas de sincronización de tiempo no son enviados en forma periódica. Únicamente son enviados en los siguientes casos:

- ◆ Durante la fase de arranque del módulo MCP con la CPU corriendo (RUN).
- ◆ Después de que se ha recibido por primera vez señal de tiempo por el receptor de señal de tiempo del módulo MCP.

- ◆ Después de que se detecta desaparición de la señal “synchronization failure”.
- ◆ Después de un salto de tiempo (p.e., cambio hora invierno/verano).

1.5.2 Controladores de Bahía

El controlador de bahía 6MD664 tiene capacidad para 65 entradas binarias, 45 salidas de relé (de 1 polo), 3 entradas de corriente, 4 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (20mA). Posee interfaz gráfica de cristal líquido y teclado de operación en el panel frontal de la unidad. Se comunica con el sistema mediante conexión en anillo doble de fibra óptica, utilizando el protocolo Profibus FMS.

a) Características particulares

Adquisición de datos

A los controladores son cableados los contactos auxiliares, las bobinas de disparo y las señales de PT's y CT's que vienen de patio, sin la necesidad de utilizar transductores de medida. Las unidades son independientes una de otra y su operación no se afecta por cualquier falla ocurrida en el nivel de ESTACIÓN o en cualquier otra celda.

Los controladores de bahía recogen constantemente información y llevan a cabo el preprocesamiento de los estados, alarmas y valores análogos de los equipos de patio. La información preprocesada se transmite al Controlador de Subestación para el posterior procesamiento y transmisión al centro de control. De igual manera, permiten la salida de comandos dados por el operador del centro de control y localmente desde

el teclado en el propio controlador de bahía.

Puerto de comunicación con el sistema

Los controladores de bahía cuentan con un puerto de comunicación especial para conexión con el sistema de control. El protocolo mediante el cual estos controladores se comunican es PROFIBUS FMS. El medio a través del cual se conectan estos controladores con el sistema es mediante un anillo redundante de fibra óptica.

A través de este puerto se envía al controlador de subestación toda la información procesada adquirida por el controlador de bahía, y permite el control remoto de los equipos de patio al recibir órdenes de los niveles superiores.

Buffer de datos

Se cuenta con un buffer de eventos en cada controlador de bahía. Este buffer es tipo FIFO, y almacena los últimos 200 eventos.

Los datos adquiridos son enviados inmediatamente al sistema de control numérico SICAM SAS, en donde pueden almacenarse en mayor cantidad.

El buffer puede ser consultado en cualquier momento a través del panel frontal del controlador. Allí se pueden consultar los últimos 200 eventos con una resolución de 1ms.

Bus entre bahías

Los controladores de bahía cuentan adicionalmente con un puerto de comunicación exclusiva con otros controladores. El medio físico a través del

cual se establece esta comunicación es una red RS485.

A través de este bus de celdas se comparte información predeterminada entre un controlador y otro, de forma que información relevante para los enclavamientos de una celda provenientes de otra celda no tenga que ser cableada sino a una de ellas.

b) Tareas

Las tareas generales cubren los siguientes aspectos:

- ◆ Liberación de comandos
- ◆ Adquisición de eventos con una resolución de 1 ms, p.e. estados provenientes de los relés auxiliares, alarmas provenientes directamente de la subestación como presión de gas y alarmas provenientes de los relés de protección que no cuentan con interfaz serial.
- ◆ Recepción de valores análogos y de energía.
- ◆ Seguimiento a la ejecución de un comando, p.e. tiempo de operación del interruptor.
- ◆ Pre-procesamiento de la información, tal como filtrado, supervisión de límites de valores análogos.
- ◆ Despliegue de valores análogos e información de estados de equipos.
- ◆ Comunicación con la estación maestra a través de la interfaz serial.
- ◆ Comunicación con otros controladores de bahía a través del bus entre celdas.

- ◆ Rutinas de auto-interrogación.
- ◆ Cálculo de valores de medida derivados, p.e. potencia activa y potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia.
- ◆ Enclavamientos de la celda.
- ◆ Capacidad de operación independiente del Controlador de Subestación
- ◆ Almacenamiento de los últimos 200 eventos y alarmas con estampa de tiempo.

c) Componentes

Los controladores están provistos con:

- ◆ Entradas de CT y PT
- ◆ Entradas de transductor
- ◆ Interfaces seriales. Interfaz frontal para comunicación con el DIGSI4, interfaz de sistema en anillo redundante de fibra óptica para transmisión de datos al Controlador de Subestación. Interfaz RS485 para comunicación entre celdas (con otros controladores 6MD66)
- ◆ Panel frontal de operación como se muestra en la figura

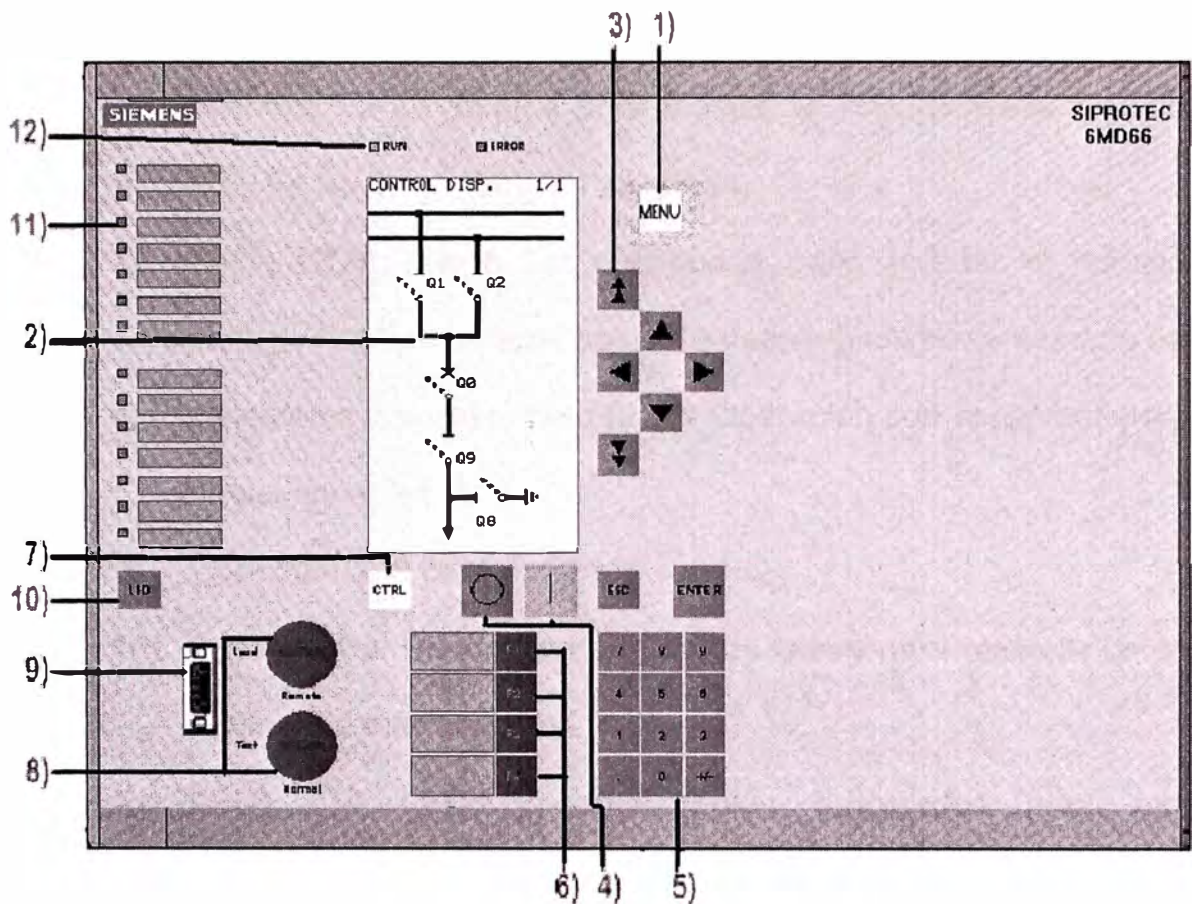


Gráfico N° 1.12

- 1) Tecla MENU. Abre el menú principal
- 2) Display LCD para la representación del diagrama unifilar de una celda, valores análogos, mensajes de alarma, entre otros.
- 3) Teclas de navegación. Sirven para navegar en los menús y sobre el mímico de control.
- 4) Teclas de Control. Sirven para la ejecución de comandos sobre equipos de maniobra.
- 5) Teclas Numéricas. Usadas para entrar valores numéricos

- 6) Teclas funcionales. Libremente parametrizables para desempeñar diferentes funciones. F1 se emplea para mostrar la lista de eventos. F2 se emplea para mostrar la lista de valores análogos. F3 y F4 no tienen función asignada.
- 7) Tecla CTRL. Debe ser presionada para accesar el mímico del campo. Pueden tenerse hasta 10 despliegues por unidad de celda.
- 8) Selectores. Local/Remoto (S5) y Operación con enclavamientos/sin enclavamientos (S1).
- 9) Conector DB9 para conexión con PC.
- 10) Reset LEDs. Usado para prueba de leds y para resetear los leds y comandos memorizados.
- 11) LEDs. 14 LEDs parametrizables empleados para mostrar información del equipo y/o celda.
- 12) LEDs de estado. Muestran el estado "RUN" o "ERROR" de la unidad.

d) Operación Local

La operación local es muy sencilla de realizar a través del panel de control siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

- ◆ Colocar el selector S5 en Local.
- ◆ Oprimir la tecla CTRL para visualizar el diagrama de control de celda
- ◆ Seleccionar el equipo sobre el cual se desea realizar la maniobra por medio de las teclas de navegación
- ◆ Seleccionar la maniobra a realizar (Apertura o Cierre) por medio de las

teclas dispuestas para tal fin. El equipo seleccionado debe entonces mostrar en forma intermitente el estado al cual llegará después de la operación.

- ◆ Confirmar la maniobra con la tecla ENTER para completar la ejecución. En este punto se puede cancelar la maniobra oprimiendo la tecla ESC.

Después de realizada la maniobra se debe observar el nuevo estado en el despliegue de control así como la confirmación del comando ejecutado con éxito en la línea inferior del despliegue.

e) Passwords de operación disponibles

Con el fin de prevenir cambios no autorizados en los equipos SIPROTEC 4 y operaciones inapropiadas, de fábrica se prevén los siguientes niveles de acceso protegidos con password:

- ◆ Realización de operaciones (Switching/Tagging/Manual Overwrite)
- ◆ Realización de operaciones sin verificación de enclavamientos (Non-interlocked switching)
- ◆ Pruebas y diagnósticos (Test and diagnostics)
- ◆ Simulación de señales de Hardware (Hardware test menus)
- ◆ Cambio de settings individuales (Individual Settings)
- ◆ Cambio de grupos de settings (Setting groups)

Estos niveles son accesibles a través del programa DIGSI 4. A través de este mismo programa se realiza el cambio de estos Passwords.

f) Uso de Baterías en BCUs

Cada BCU 6MD66 (en general, cada equipo SIPROTEC 4) de la subestación cuenta con una batería de litio 3V/1Ah tipo CR 1/2 AA.

Dicha batería es utilizada para las siguientes funciones:

- ◆ Mantenimiento del reloj interno RTC (Real Time Clock) del equipo en caso de falla de la fuente de alimentación del equipo.
- ◆ Mantenimiento del buffer de memoria de eventos y oscilografías.
- ◆ En caso de falla (o ausencia) de la batería, al ocurrir una falla en la fuente de alimentación se perderá la lista de eventos almacenada en el buffer de la unidad, así como cualquier oscilografía que se haya almacenado.
- ◆ La parametrización del BCU o relé se mantendrá sin embargo intacta. La unidad cumplirá con todas sus funciones de control y protección en perfecta forma sin importar si la batería está o no instalada.
- ◆ De cualquier forma, la indicación "Battery fail" es reportada en el sistema en caso que se requiera cambio de la batería (esto no debe ocurrir antes de 10 años de funcionamiento).

g) Sincronización de Tiempo

El tiempo de todos los IEDs de la subestación debe ser sincronizado según el sistema GPS, de forma que al realizar el análisis de eventos la secuencia de los mismos sea consistente, independiente del IED del cual se esté tomando la información.

Los IEDs SIPROTEC pueden ser sincronizados por diferentes

métodos:

- ◆ A través de la comunicación PROFIBUS FMS
- ◆ A través del protocolo IEC-870-5-103
- ◆ Vía el puerto para sincronización externa (DCF77 ó IRIG B)
- ◆ Por un impulso por minuto a través de una entrada binaria.

Para los controladores de bahía 6MD66, así como los relés de distancia 7SA6, relés de falla interruptor y/o verificación de sincronismo 7VK6 y relés de sobrecorriente 7SJ6 implementamos la sincronización de tiempo conectando al puerto de sincronización externa de cada uno de los equipos una señal DCF77.

El origen será un módulo receptor de señales GPS Hopf 6870 el cual cuenta con una antena receptora de la señal de los satélites. En el módulo se tienen 3 optoacopladores, cada uno programable en forma independiente para enviar señal tipo DCF77 o pulso binario por minuto. Por cada optoacoplador, un máximo de 10 equipos SIPROTEC puede ser sincronizado. De esta forma, hasta 30 equipos podrán ser sincronizados con un módulo Hopf 6870.

Adicionalmente, cada módulo HOPF cuenta con un puerto serial (COM1) mediante el cual también se puede sincronizar un controlador de subestación.

La siguiente figura muestra esquemáticamente la forma de conexión de los equipos SIPROTEC con los acopladores del módulo Hopf 6870.

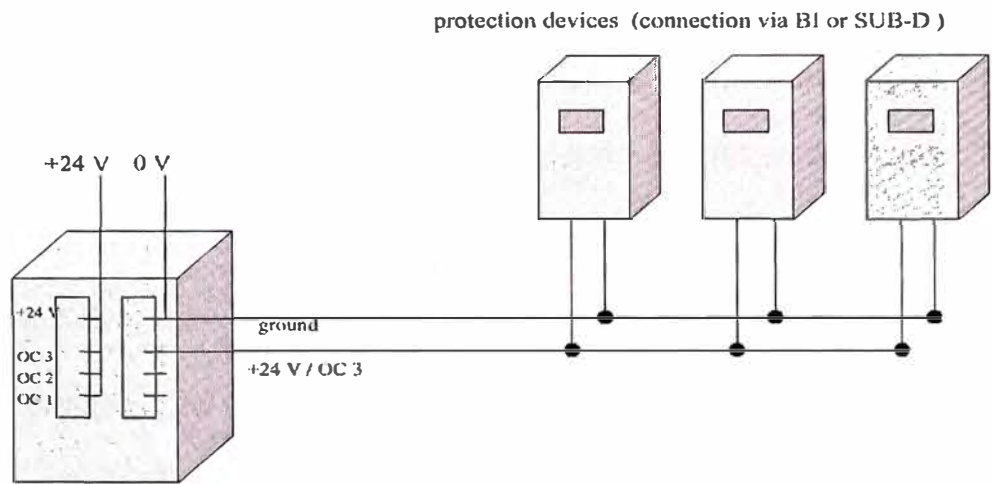


Gráfico N° 1.13

- **Tolerancia del reloj interno de los IEDs SIPROTEC4**

Los equipos SIPROTEC 4 cuentan con un reloj interno encargado de mantener el tiempo real. En el peor de los casos (relé nunca ha sido sincronizado y pobres condiciones ambientales) la precisión de este reloj es de 0.01%; esto quiere decir que se tendría una desviación de máximo 360ms en una hora.

Sin embargo, los equipos SIPROTEC 4 cuentan con un proceso de compensación interna de la frecuencia del cuarzo. Una vez sincronizado el equipo se realiza una comparación interna –cada minuto- entre el tiempo del reloj interno y el tiempo de referencia (dado por el receptor GPS).

El cuarzo tiene una “memoria” y ajusta su frecuencia de acuerdo con la diferencia memorizada entre el tiempo interno y el tiempo de referencia. De esta forma, la precisión del reloj interno del equipo mejorará mientras que el equipo esté siendo sincronizado.

Se considera que después de haber sido sincronizado

permanentemente durante 5 horas, la frecuencia interna del equipo SIPROTEC 4 se habrá ajustado lo suficiente como para tener una desviación igual a la del reloj mediante el cual está siendo sincronizado.

En nuestro caso, los equipos serán sincronizados con un reloj HOPF 6870, cuya máxima desviación garantizada es de 0.00001%.

Esto indicará que una vez perdida la sincronización, el tiempo interno del equipo SIPROTEC 4 puede alcanzar una desviación de 1ms con respecto al tiempo real en aproximadamente $100/0.00001 \text{ ms} = 10000000 \text{ ms} = 10000 \text{ segundos} = 166 \text{ minutos} = 2,7 \text{ horas}$.

En cada equipo SIPROTEC 4 se puede parametrizar el tiempo que debe transcurrir sin recibirse señal de sincronización para que se genere la indicación de falla de sincronización. Se propone ajustar este tiempo en 10 minutos.

1.6 Software

La parametrización del SICAM SAS se realiza utilizando dos paquetes de software. Sicam PlusTools y DIGSI 4.

1.6.1 Software de Parametrización Sicam Plustools

El programa Sicam PlusTools está basado en el sistema SIMATIC S7, y consta de varias aplicaciones para configurar los diferentes aspectos relevantes del control digital. Las aplicaciones constitutivas del programa y sus respectivas funciones son las siguientes:

Tabla N° 1.5

Aplicación	Función
Hardware Configuration	Configurar el hardware del controlador de subestación. allí se crea el/los racks del controlador, se añaden las tarjetas constitutivas del mismo (ps, cpu, mcp, cp, di32, co32, etc), y se configuran las salidas de las mismas (uso de puertos de comunicación, de entradas y salidas digitales de las tarjetas, etc).
MIM	En este programa se maneja la información (señales, comandos y medidas) provenientes de las tarjetas del controlador de subestación. Aquí se define si la información ha de ser enviada al SIM o no.
COM IED	En este programa se configura la conexión entre la red de comunicación del sistema y los diferentes IED's (Controladores de bahía, Relés de protección digitales, etc). Aquí se define qué información proveniente de los IED's va a ser manejada en el SIM.
COM TC	En este programa se crean los telegramas a ser enviados a centro de control, se definen los modos de transmisión, y se asignan las direcciones de las señales y comandos.
SIM	Desde el SIM (SAS INFORMATION MUDULE) se realiza el manejo de toda la información (señales, comandos y medidas). Desde esta base de datos se

	direcciona la información desde su fuente (MIM, COM IED, CFC, etc) hasta su destino (IHM, COM TC, CFC, etc)
CFC EDITOR	Desde este editor se crean las cartas de funciones mediante las cuales se efectúan funciones automáticas de la subestación, tales como verificación de enclavamientos, derivación de señales, procesamiento de valores análogos, etc.

Cada paquete de SICAM plus TOOLS incluye las siguientes licencias entregadas en discos de 3 ½”:

Tabla N° 1.6

Nombre	Descripción	Validez
ESP50001	Sicam plusTOOLS for SAS V4	Ilimitada
A1CFCA52	Simatic CFC V5.2	Ilimitada
A1710451	Simatic Step7-Basis V5.1	Ilimitada
ESP50001	Sicam plusTOOLS for SAS V4	14 días
A1CFCA52	Simatic CFC V5.2	14 días
A1710451	Simatic Step7-Basis V5.1	14 días

Cada juego de licencias se puede instalar en un solo computador a la vez (un portátil, por ejemplo) con el cual se puede modificar la parametrización de la subestación.

En condiciones normales se deben instalar las licencias de validez ilimitada y guardar las licencias de 14 días o licencias de emergencia las cuales servirán de respaldo en caso de daño o pérdida de las licencias

ilimitadas. Para recuperar licencias perdidas o dañadas se debe acudir al representante del fabricante más cercano.

El cambio en la parametrización del controlador de subestación solo se puede realizar a través de conexión local directa entre un computador y el puerto MPI de la CPU del controlador de subestación.

1.6.2 Software de Parametrización DIGSI 4

El programa DIGSI 4 es el programa básico para configuración de los controladores de bahía y de los relés de protección SIPROTEC 4. Al ser instalado junto con Sicam PlusTools, este también corre sobre la plataforma STEP 7.

Desde este programa se configuran las entradas y salidas de estos IEDs, los despliegues de los mismos (en caso de tenerlos), los enclavamientos a ser tenidos en cuenta desde la operación de nivel 1, se activan/desactivan las funciones de protección disponibles, etc.

La licencia de Digsig autoriza al propietario a instalar DIGSI 4 en computadores personales. Con cualquiera de estos computadores se puede modificar la parametrización de una unidad SIPROTEC 4 previamente creada en el sistema de control. Si se desea añadir una unidad más al sistema, es necesario que el computador tenga instalada también la licencia de SICAM PlusTOOLS.

El cambio en la parametrización de un relé de protección SIPROTEC 4 se podrá realizar en cualquiera de las siguientes formas:

- ◆ En forma local, mediante conexión directa entre un computador con

DIGSI 4 y el puerto frontal del relé de protección.

- ◆ En forma local centralizada, mediante el computador de gestión a ser instalado en cada subestación.
- ◆ En forma remota, a través del sistema de gestión de protecciones. (Enlace PC Anywhere con el computador local de gestión de cada subestación).

El cambio en la parametrización de una unidad de bahía 6MD664 se podrá realizar en forma local, mediante conexión directa entre un computador con DIGSI 4 y el puerto frontal del equipo.

Realizar la parametrización de BCUs en forma local centralizada, mediante la conexión de un computador con DIGSI a la red PROFIBUS FMS de la subestación requiere el uso de una tarjeta PCI del tipo CP5613 y una licencia S7-FMS adicional. Con esta red se puede acceder a la lista de eventos de los equipos con el fin de tener la información centralizada.

1.7 Comunicación con Centro de Control

Esta comunicación es realizada mediante el protocolo de comunicación IEC60870-5-101. Físicamente el canal de comunicaciones del controlador de subestación que va a ser utilizado con este fin es el COM1 (conector RS232) de la primera tarjeta MCP, el cual está conectado mediante cable eléctrico al equipo de comunicaciones, desde donde la comunicación se realiza mediante onda portadora.

La velocidad de comunicación puede ser parametrizada libremente en el substation controller entre 100 y 64000 bits/s, dependiendo de las

posibilidades del equipo de comunicación. En la subestación la velocidad se ajustó a 1200 baudios.

1.7.1 Dirección Supervisión

La información puede ser enviada al centro de control con diferentes prioridades (de 1 a 15, siendo 1 la mayor prioridad y 15 la menor prioridad)

Se tendrán 2 prioridades de transmisión espontánea de información, y 1 prioridad de transmisión de señales como respuesta a la interrogación general. Estas son:

TRANSMISIÓN ESPONTANEA (Spontaneous transmission)			
Tipo	Nombte	Prioridad	Descripción
Telegram buffer with time stamp	Tm1	5	Se enviarán en esta lista las señales que representen un evento del sistema de potencia (p.e., los disparos de los interruptores) que el centro de control considere deben ser recibidas en forma prioritaria.
Initiation buff. (alw. Without time)	As1	12	Se enviarán en esta lista las medidas de los campos o bahías.

INTERROGACIÓN GENERAL (Interrogated transmission)			
Tipo	Nombte	Prioridad	Descripción
Scan lists	Ab1	10	Se enviarán en esta lista las señales que sean requeridas por el centro de control al establecerse o reestablecerse la comunicación

Serán transmitidas señales dobles, simples, transitorias, medidas y valores de energía. En general se utilizarán las siguientes formas de transmisión de señales:

- ◆ Señales simples (SP): Son aquellas indicaciones con valor APARECE (ON) y DESAPARECE (OFF). Serán enviadas tanto como respuesta a la interrogación general (Tipo de identificación 100) como en forma espontánea utilizando el ASDU 30 (single-point indication with time

stamp CP56Time2a)

- ◆ Señales transitorias (SP_F): Son aquellas que solo tienen sentido cuando aparecen (ON), pero no cuando desaparecen (solo tienen sentido ante flanco positivo en el valor de la señal). No serán enviadas en la interrogación general. Solamente serán enviadas en forma espontánea, utilizando el ASDU 30.
- ◆ Señales dobles: En esta forma serán enviadas las posiciones de los equipos de patio. Estas serán enviadas tanto en la interrogación general, como en forma espontánea utilizando el ASDU 31 (double-point indication with time stamp CP56Time2a)
- ◆ Indicación de medidas (ME): Serán enviadas tanto en la interrogación general, como en forma espontánea utilizando el ASDU 13 (measured value, shortened floating-point number)
- ◆ Valores de energías (IT): No serán enviados en la interrogación general. Estos valores serán calculados directamente por las unidades de control de bahía, las cuales las enviarán al controlador de subestación cada intervalo de 15 minutos. En ese momento, serán enviados los valores a centro de control en forma espontánea, utilizando el ASDU 15 (metered values). Se enviará la totalidad del valor acumulado.

1.7.2 Dirección de Control

El centro de control podrá enviar comandos para operación de interruptores, seccionadores, reposición remota de relés y cambio de tap

cuando se tenga transformadores. Para ello se prevé utilizar los siguientes telegramas:

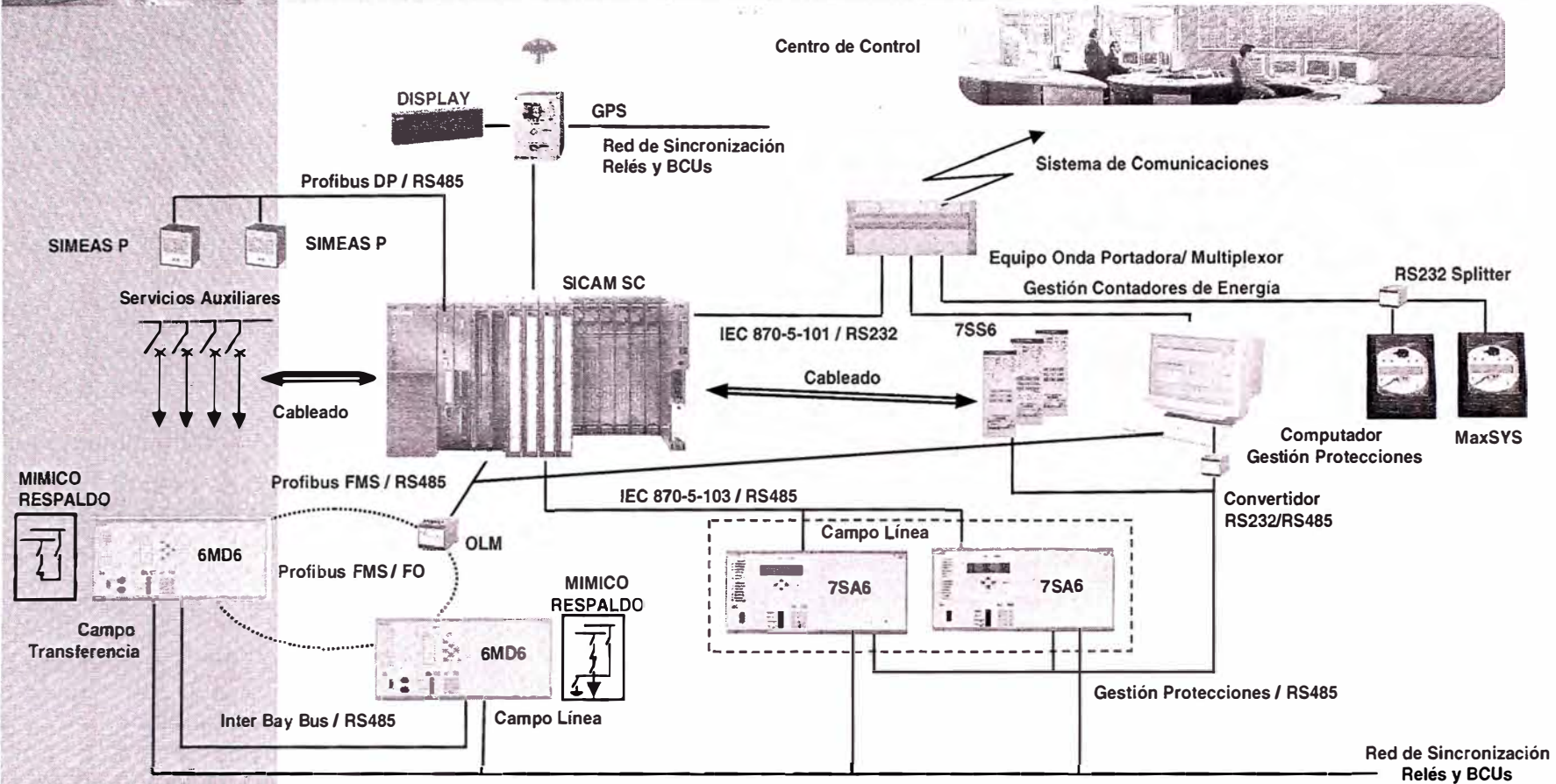
- ◆ Operación de interruptores y seccionadores – comandos dobles (DC):
Tipo de identificación 46 (double-point indication en dirección de control)
- ◆ Reposición de relés – comandos simples (SC): Tipo de identificación 45 (single-point indication en dirección de control)
- ◆ Cambio de taps (RC): Tipo de identificación 47 (tap setting command)

Aún cuando están disponibles, no se prevé la utilización de comandos de interrogación de contadores (tipo de identificación 101), de sincronización de tiempo (tipo de identificación 103) y de reinicio o re-start remoto del módulo de comunicación del substation controller (tipo de identificación 105). sí se utilizará el comando de interrogación general (tipo de identificación 100).

CAPÍTULO II

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” CONFIGURACION GENERAL DEL SISTEMA

SUBESTACION SANTIVAÑEZ



				Fecha emisión:
				27.05.05
Elaboró	Javier Lecca			
Revisó	Juan Bautista			
Aprobó	M. Tinoco			
CONFIGURACION GENERAL SUBESTACION SANTIVAÑEZ				

CAPÍTULO III

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” SEÑALIZACION LOCAL Y COMANDOS

3.1 Objeto

El objetivo de este documento es describir las señales mas comunes que se deben de configurar en el sistema de control de una subestación.

3.2 Descripción de la Señalización Local y Remota

Esta función corresponde a la adquisición de información (alarmas, posición de equipos y medidas) entre los equipos de la subestación y el sistema de control, y como se retransmiten a los equipos los comandos provenientes de los niveles superiores de control. Es de gran importancia la definición de la señalización en una subestación, ya que de ésta depende el dimensionamiento del sistema de control.

Las señales para cada elemento, sea interruptor, seccionador, protecciones, se tienen más o menos normalizadas; sin embargo la señalización varía de acuerdo con el tipo de configuración propia de la

subestación y con las necesidades de la empresa operadora. A continuación se presentan las señales mas comunes:

Las señales de medida para campos y barras de la subestación son normalmente:

Todas las tensiones fase-fase y fase-neutro

Corrientes por fase

Potencia activa y reactiva, incluyendo indicación del sentido de flujo de potencia

Las alarmas se pueden adquirir discriminadas o agrupadas según las políticas de la empresa operadora. Las alarmas de una salida de línea son:

Disparo protección principal

Disparo protección de respaldo

Disparo relé de falla interruptor

Baja presión de SF6

Falla mecanismo de operación del interruptor

Discrepancia de polos interruptor

Falla circuito de disparo

Falla fusibles secundarios de transformador de tensión

Falla alimentación de corriente continua

Las alarmas para un campo de Transformación (Para esta subestación NO aplicaría)

Operación protección diferencial

Operación relé de sobrecorriente, alta tensión

Operación relé de sobrecorriente, baja tensión

Operación relé de sobrecorriente, terciario

Operación del relé buchholz

Operación relés de presión de aceite

Falla enfriamiento

Alarma sobretemperatura

Disparo por sobretemperatura

Cambio derivación incompleto

Sobrepresión aceite del cambiador

Falla regulador de tensión

Baja presión SF6

Falla mecanismo de operación del interruptor

Discrepancia de polos del interruptor

Falla de circuito de disparo

Falla fusibles secundarios de transformadores de tensión

Falla alimentación de corriente continua

Existen otras alarmas generales que pueden ser:

Falla en banco de baterías

Falla en cargadores de baterías

Falla en servicios auxiliares de c.a.

Falla en servicios auxiliares de c.c.

Falla en transformador de servicios auxiliares.

Falla en planta diesel de emergencia.

Disparo sistema contra incendio

Etc.

Las señales son la base de toda la información de la subestación ya que cuando la subestación es desatendida se requieren mayor cantidad y detalle de las señales, debido a que se debe poder hacer un diagnóstico remoto de la subestación.

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” LISTADO DE EQUIPOS Y SOFTWARE

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
5	Celda 8PU control tipo interior, grado de protección IP52 con abatible tipo rack interno, puerta frontal con vidrio	SIEMENS		1	1	1	1	1									5
10	Termóstato control calefacción 220V - 100W	SIEMENS		1	1	1	1	1									5
15	Luminaria + Lámpara incandescente	LEUCHTEN+PHILIPS 220 VAC 60W		1	1	1	1	1									5
20	Resistencia de calefacción 220 V 120 W	ER ELEKTRIK PAZARLAMA		1	1	1	1	1									5
25	Interruptor automático monopolar In: 10 A, Un: 250 V DC, Ik: 4,5 kA	SIEMENS		1	1	1	1	1									5
30	Interruptor automático monopolar In: 2 A, Un: 250 V DC, Ik: 4,5 kA	SIEMENS		0	0	0	0	2									2
35	Interruptor automático bipolar In: 2 A, Un: 250 V DC, Ik: 4,5 kA	SIEMENS		4	4	2	3	0									13
40	Interruptor automático bipolar In: 16 A, Un: 250 V DC, Ik: 4,5 kA	SIEMENS		0	2	2	0	0									4

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL							
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA													
45	Contactos auxiliares para mini-interruptor Tipo 5SX2, 5SX4, 5SX5, 2 NC	SIEMENS		5	7	5	4	3													24
50	Relé auxiliar biestable, 125 Vcc 8 contactos conmutables	SIEMENS		0	2	2	1	0													5
55	Relé auxiliar Un: 125 VDC. 8 Contactos conmutables -In:10 A 240V, Tiempo de op. 10 ms montaje en bandeja	SIEMENS		0	3	3	0	0													6
60	Base para montaje en bandeja de relé auxiliar 7PA22 y 7PA26	SIEMENS		0	5	5	1	0													11
65	Relé auxiliar, 125 Vcc. 4 Contactos conmutables	SIEMENS		0	4	3	0	0													7
70	Relé auxiliar biestable, 125 Vcc 4 contactos conmutables	SIEMENS		0	2	2	0	0													4
75	Base para montaje en bandeja de relé auxiliar 7PA23 y 7PA27	SIEMENS		0	6	5	0	0													11

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
80	Relé biestable para Disparo y Bloqueo, 125 Vcc 8 contactos conmutables; Incluye socket para montaje en puerta 7XP9011	SIEMENS		0	1	1	0	0									2
85	Relé de supervisión circuito de disparo. Un: 125 VDC. Incluye socket para montaje en puerta 7XP9011	SIEMENS		0	6	2	0	0									8
90	Relé auxiliar instantáneo Un = 125 VDC. Tiempo de op. < 15 ms, 5 A	DOLD		0	2	2	0	0									4
95	Base para relé auxiliar	DOLD		0	2	2	0	0									4
100	Relé auxiliar 24VDC 4 contactos conmutables	PHOENIX		1	0	0	0	0									1
105	Base para relé auxiliar PHOENIX	PHOENIX		1	0	0	0	0									1
110	Resistencia para supervisión circuito de disparo. R=39 Kohmios Pr=>0,3 W.	SIEMENS		0	6	2	0	0									8
115	Selector I-0-II, 50 grados con retorno a 0 Recierre On-Off	SIEMENS		0	1	0	0	0									1
120	Selector dos posiciones fijas 4 polos Recierre PL1 - PL2	KRAUS & NEIMER		0	1	0	0	0									1

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
125	Relé de distancia, 1 A. / 110 a 250 VDC 5 zonas, todas las zonas pueden ser programadas adelante o atrás, disparo monopolar y tripolar, oscilación del sistema y compensación por línea paralela, función de sobrecorriente direccional a tierra 67N, recierre 79, sincronización 25, falla interruptor 50BF, sobre- y subtensión 27/59, localizador de fallas, 29 entradas digitales, 36 relés de alarma, 7 salidas rápidas. Interfaz posterior RS485 para ajuste y parametrización, interfaz posterior RS485 para sistema de control digital en IEC 870-5-103.	SIEMENS		0	1	0	0	0									1
130	Relé de distancia, 1 A. / 110 a 250 VDC 5 zonas, todas las zonas pueden ser programadas adelante o atrás, disparo monopolar y tripolar, oscilación del sistema y compensación por línea paralela, función de sobrecorriente direccional a tierra 67N, recierre 79, sincronización 25, falla interruptor 50BF, sobre- y subtensión 27/59, localizador de fallas, 29 entradas digitales, 36 relés de alarma, 7 salidas rápidas. Interfaz posterior RS485 para ajuste y parametrización, interfaz posterior RS485 para sistema de control digital en IEC 870-5-103.	SIEMENS		0	1	0	0	0									1

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
135	Relé diferencial de barras porcentual 110-250VDC, interfaz posterior RS485 para gestión de protecciones.	SIEMENS		0	0	0	3	0									3
140	Modulo de estabilizacion y comandos para relé diferencial de barras 110/125 Vcc 5 CT's de estabilización, 5 relés con 2 contactos NO	SIEMENS		0	0	0	3	0									3
145	Caja para modulos de estabilización y comandos del relé diferencial de barras	SIEMENS		0	0	0	1	0									1
150	Transformadores de acople para relé diferencial de barras	SIEMENS		0	0	0	9	0									9
155	Elemento para prueba protección. Incluye en caja 7XP20 toma harting y selector para prueba.	SIEMENS		0	2	0	0	0									2
160	Controlador de Bahía digital con display integrado 65 entradas digitales, 42 salidas digitales 3 entradas directas de CT's, 4 entradas directas de PT's 2 entradas análogas de transductores	SIEMENS		0	1	1	0	0									2
165	Conectores para red de control, gestión y sincronización de tiempo	PHOENIX SUBCOM-PLUS M1		0	9	3	0	0									12

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL				
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+O1 CONTADORES ENERGIA										
170	Llave para Operación Local-Supervisado / Emergencia. Para mímico Miniatura Independiente para Operación de Emergencia	SIEMENS		0	1	1	0	0										2
175	Selectores de Dos Posiciones con Retorno a Cero (Operación de Equipos). Para mímico Miniatura Independiente para Operación de Emergencia	SIEMENS		0	4	3	0	0										7
180	Indicadores Inductivos de Posición de Equipos - seccionadores Para mímico Miniatura Independiente para Operación de Emergencia	G-MW		0	4	2	0	0										6
185	Indicadores Inductivos de Posición de Equipos - Interruptores. Para mímico Miniatura Independiente para Operación de Emergencia	G-MW		0	1	1	0	0										2
190	Controlador de subestación SICAM SC SICAM SUBSTATION CONTROL V4.1	SIEMENS		1	0	0	0	0										1
195	SICAM SC Fuente de Alimentación PS20A 110-220Vdc	SIEMENS		1	0	0	0	0										1
200	SICAM SC Procesador Central CPU 488-3	SIEMENS		1	0	0	0	0										1

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL				
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA										
205	Procesador de Comunicaciones PROFIBUS DP Módulo IF 964-DP	SIEMENS		1	0	0	0	0										1
210	SICAM SC Procesador de comunicaciones con Centro de Control MCP y Relés	SIEMENS		2	0	0	0	0										2
215	SICAM SC Tarjeta de comunicaciones con las Unidades de Bahía CP443-5	SIEMENS		1	0	0	0	0										1
220	SICAM SC Tarjeta de entrada digital DI32, 125 Vcc, 32 entradas	SIEMENS		3	0	0	0	0										3
225	SICAM SC Tarjeta de salida digital CO32, 32 comandos	SIEMENS		1	0	0	0	0										1
230	SICAM SC Conector precableado para tarjetas de entrada y salida. Longitud de cable 5,0 m	SIEMENS		4	0	0	0	0										4
235	Equipo de sincronización de tiempo GPS incluye antena y cable de conexión	HOPF FG687		1	0	0	0	0										1
240	Despliegue Local Hora	HOPF FG0936		1	0	0	0	0										1
245	Fuente de alimentación SITOP 125/24 Vcc, 2,5 Amp. Para alimentación del GPS	SIEMENS SITOP		1	0	0	0	0										1

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
250	Conector para red PROFIBUS	PHOENIX SUBCOM-PLUS M1		2	0	0	0	0									2
255	Caja de empalme para fibra óptica	LEVITON		1	1	1	0	0									3
260	OLM G12 (Profibus)	SIEMENS		1	0	0	0	0									1
265	Connecting Cable for Profibus OLM to SICAM SC 1,5mts	SIEMENS		1	0	0	0	0									1
270	Medidor electrónico multifuncional Maxsys 2510 Short Switchboard, Clase 0.2, Forma 9/8, 1 A, 40-140V, 50Hz, 4 salidas digitales, 2 puertos RS232, Módem 2400 Master/Slave, Firmware 2747 standard, Memoria RAM 256 Kb, 16 canales de almacenamiento	MaxSYS 2510		0	0	0	0	2									2
275	Bornera de prueba para medidor multifuncional. Señales de corriente. Incluye tapa	ENTRELEC		0	0	0	0	2									2
280	Bornera de prueba para medidor multifuncional. Señales de tensión. Incluye tapa	ENTRELEC		0	0	0	0	2									2
285	Conector de prueba corriente o voltaje	ENTRELEC		0	0	0	0	2									2
290	Patchcord de fibra óptica multimodal, con conectores ST en ambos extremos, 5m	SIEMENS		2	2	1	0	0									5

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS							TOTAL				
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA							
295	Relé repetidor 1 contacto conmutable. Tiempo de operación 5ms	PHOENIX		32	0	0	0	0							32
300	Convertidor RS232/RS485 Gestión protecciones	SIEMENS		0	0	0	1	0							1
305	Cable RS485 Gestión, Conexión IEC103 y Interbay-bus	HELUKABEL		250	0	0	0	0							250
310	Cable Comunicaciones IEC101 y red de Sincronización Horaria	HELUKABEL		130	0	0	0	0							130
315	FO Exterior Red PROFIBUS FMS Redundante	HELUKABEL A-DQ(ZN)B2Y		60	0	0	0	0							60
320	Interruptor fin de carrera no encapsulado con carrera normal 1 NA + 1 NC	SIEMENS		1	1	1	1	1							5
325	Placa final bornera (1xbornera)	SIEMENS		10	15	15	10	10							60
330	Letrero en blanco para marcación de borneras (1xbornera)	SIEMENS		10	15	15	10	10							60
335	Borne(sin terminal de prueba,para circuitos de corriente),44A,500VAC (3xbornera/l)	SIEMENS		0	9	3	9	6							27

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL				
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA										
340	Borne con puente de separación (con terminal de prueba, para circuitos de corriente), 44A, 500VAC (4xbornera / I) (8xbornera / V)	SIEMENS		0	48	12	12	24										96
345	Pieza de separación (para puentes) (2xbornera)	SIEMENS		0	6	2	6	2										16
350	Puente de 10 polos (recortar) (1xbornera)	SIEMENS		0	6	1	3	2										12
355	Puente conmutable dos polos (3xbornera/I)	SIEMENS		0	9	3	9	6										27
360	Puente tipo peinilla de dos polos (1xbornera/I)	SIEMENS		0	3	1	3	2										9
365	Borne sencillo. 34A, 750VAC (control y protección) Cable 10-18 AWG	SIEMENS		100	400	300	150	100										1050
370	Puente dos polos	SIEMENS		5	40	40	30	20										135
375	Puente diez polos	SIEMENS		5	10	10	10	10										45

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de equipo tablero de control y protección

SE SANTIVANEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	DESIGNACION DE CELDAS										TOTAL			
				+W0 CONTROLADOR S/E	+R1 LINEA SUCRE	+R2 TRANSFERENCIA	+R3 PROTECCION BARRAS	+Q1 CONTADORES ENERGIA									
380	Lámina separadora	SIEMENS		5	40	40	30	20									135
385	Borne con puente de separación (con terminal de prueba, para circuitos de control), 16A, 500V 24 - 12AWG	PHOENIX UK5-MTK-P/P		72	129	68	0	0									269
390	Tomacorriente monofásico con polo a tierra	LEVITON		1	1	1	1	1									5

Diseño: J. Lecca
 Revisó : J. Bautista
 Aprobó: M. Tinoco
 Revisión: A0

Lista de software

SUBESTACION SANTIVAÑEZ

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	Cantidad
5	<p>Software de Parametrización sistema de control SICAM SICAM PlusTOOLS Conformado por:</p> <p>CDs Sicam PlusTOOLS V5.1 SICAM PlusTOOLS V4.02 Borland C++ Step 7 V5.2 Service Pack 1 Horfix 1 CFC V6.0 Service Pack 2</p> <p>Diskete de Licencia SICAM plusTOOLS Emergency SICAM plusTOOLS CFC V6.0 CFC V5.2 Step 7 V5.2 Step 7 V5.1</p>	SIEMENS		1
10	<p>Software de Parametrización sistema de protecciones SIPROTEC DIGSI V4.6 Conformado por:</p> <p>CDs DIGSI V6.0 Devices Service Pack 1</p>	SIEMENS		1
20	<p>Software Módulos de Red PROFIBUS FMS SIMATIC NET V6.2 Conformado por:</p> <p>CDs SIMATIC NET V6.2 SIMATIC NET Manual Collection</p>	SIEMENS		1
35	<p>Software Programación GPS HOPF Conformado por:</p> <p>CDs HOPF</p>	HOPF		1
45	<p>Software Medidores MAXSYS 2510</p>	MAXCOM MAPPER		1

CAPÍTULO V

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” ENCLAVAMIENTOS DE OPERACION

5.1 Objeto

El objetivo de este documento es describir las condiciones que se deben de cumplir para la apertura o cierre de un interruptor o seccionador de una subestación.

5.2 Enclavamientos de Operación

En una subestación los enclavamientos corresponden a las condiciones que se deben de cumplir para la apertura o cierre de un equipo de mando, estas condiciones pueden ser propias del equipo, como por ejemplo presión SF6 adecuada, energía suficiente para la maniobra, etc., o pueden ser externas, las cuales se refieren principalmente a la posición de otros equipos en la misma subestación o al estado de los reles de protección.

Los principales enclavamientos que se presentan en una subestación son:

Un seccionador nunca se debe maniobrar con carga.

Para maniobrar un seccionador, el interruptor o interruptores asociados, así como las cuchillas de puesta a tierra deben estar abiertos.

Cuchillas de puesta a tierra sólo se maniobran cuando el interruptor los seccionadores de línea asociados estén abiertos y cuando no exista tensión en la línea.

Los seccionadores de by-pass o paso directo se cierran con tensión cuando el interruptor que tienen en paralelo está cerrado, es decir, cuando hay la misma tensión entre sus terminales.

Un seccionador de transferencia se puede cerrar con tensión cuando hay la misma tensión en sus terminales, es decir, cuando el interruptor de transferencia está cerrado. Adicionalmente, únicamente puede permanecer cerrado un solo seccionador de transferencia, o sea una sola transferencia al tiempo.

Los seccionadores de barras, en subestaciones de doble barra, se pueden operar con tensión cuando el interruptor de acople esté cerrado.

Un interruptor para cerrar debe cumplir las condiciones de sincronismo entre los sistemas que cierra, debe tener los seccionadores asociados cerrados, no deben existir cuchillas de puesta a tierra cerradas y el equipo que se va a energizar debe estar dispuesto para ello.

En el SAS se aprovecha la tecnología basada en microprocesadores para programar los enclavamientos en las IED's o el controlador de subestación, de manera que cuando se selecciona un equipo para

operación, esta función evalúa las posiciones actuales de todos los otros equipos involucrados en dicha operación y otras condiciones tales como: existencia de tensiones de línea, protecciones no operadas, etc., y una vez todas las condiciones de operación sean cumplidas entrega una señal de salida para la habilitación de la apertura o cierre del equipo seleccionado.

En caso de que un elemento a comandar no cumpla con alguna de las condiciones de enclavamientos, éste es señalizado en los despliegues respectivos para indicar dicha situación. Asimismo, genera una alarma para avisar al operador e indicarle, mediante un despliegue gráfico apropiado (mímico), cual o cuales condiciones no están siendo cumplidas.

Cada controlador (6MD6) adquiere directamente o a través de la red de datos del SAS, todas las señales e información sobre el estado de los demás equipos en la subestación que se requiera para la función de enclavamientos.

Generalmente, la lógica de enclavamientos es definida de acuerdo con la configuración de la subestación y con los aspectos básicos de seguridad para operación de equipos.

CAPÍTULO VI

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL “SICAM SAS” CÁLCULO DE DISPONIBILIDAD Y TIEMPOS DE RESPUESTA (DESEMPEÑO)

6.1 Cálculo de Disponibilidad

6.1.1 Conceptos Básicos

Disponibilidad

Expresa la probabilidad que el sistema o función del sistema trabaje según lo especificado.

Sistema o Función del Sistema

Para el presente cálculo se definió cómo función del sistema el control y supervisión del estado de los equipos de patio desde el centro de control (Nivel 3)

Error o Mal Funcionamiento

Desviación de lo especificado.

Rata de Falla

Expresa la probabilidad que un componente del sistema vaya a fallar después de un tiempo t .

Los datos de confiabilidad de sistemas, demuestran que la rata de falla de los diferentes componentes es una función del tiempo. Se distinguen principalmente tres períodos principales en la vida de un componente.

- I) Mortalidad Prematura
- II) Período de Operación Útil
- III) Período de Decadencia.

En la primera etapa la rata de falla tiene una característica exponencial negativa, hasta llegar a un valor constante en la frontera con el segundo período.

Este comportamiento de la rata de falla en la primera etapa se explica por los daños que pueden presentar los componentes al ser transportados, fallas iniciales en diseño, fabricación y ensamblaje. Para minimizar esta rata en el primer período, el fabricante de los equipos realiza intensivas pruebas en fábrica, a cada componente después de su fabricación y luego al sistema completo ya ensamblado y se garantiza que los equipos instalados en sitio operarán en la segunda etapa (Período de Operación Útil) donde la rata de falla presenta su valor mínimo y es constante a lo largo de este período. Esta rata constante esta dada en número de errores por hora y sirve de base para el cálculo del "Tiempo medio para Fallar (MTTF)" de un componente.

La última etapa sucede cuando los componentes se encuentran ya al final de su vida útil y la rata de falla aumenta nuevamente. Debido a su forma a lo largo de estos tres períodos, esta curva es denominada “Curva de la Bañera”.

Tiempo Medio entre fallas (MTBF)

Es igual al tiempo estimado de vida de un componente en el cual este no presenta fallos. Es igual al inverso de la rata constante de fallas en la segunda etapa del ciclo de vida útil de un equipo, según lo descrito en el punto anterior.

$$MTBF = \frac{1}{\lambda}$$

Tiempo Medio de Reparación (MTTR)

Es el tiempo desde que sucede un error hasta que el sistema funciona otra vez correctamente.

Disponibilidad (A)

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} = \frac{1}{1 + \lambda \cdot MTTR}$$

Componentes Activos

Se dice que un componente de un sistema es activo, cuando su funcionamiento es dinámico y presenta partes móviles sujetas a desgaste.

Componentes Pasivos

Se dice que un componente de un sistema es pasivo, cuando su funcionamiento es estático y no presenta desgaste en su operación.

6.1.2 Resumen de Suposiciones

- Solo se considerarán errores de HARDWARE
- Todos los componentes están trabajando en el “Período de Operación Útil” donde la rata de falla es constante.
- Las diferentes causas de error en el sistema no están relacionadas.
- Para el presente cálculo se tomará el valor de 8 horas como el tiempo de reacción de la empresa operadora, al cual se adiciona el Tiempo Medio de Reparación propio del sistema (ver tabla). Con el valor total de esta suma se calcula la disponibilidad de cada elemento.
- Se tiene disponible en las bodegas centrales de la empresa operadora de un elemento de repuesto de los elementos que tienen implicación en el cálculo.

6.1.3 Estructuras Básicas

Estructura Paralela

Se dice que dos componentes o más de un sistema están en paralelo cuando solo uno de éstos es necesario para el funcionamiento del sistema.

Para el caso de dos componentes en paralelo con disponibilidades A_m y A_n , la disponibilidad conjunta está definida por:

$$A_s = A_m + A_n - A_m * A_n$$

Estructuras en Serie

Se dice que dos componentes o más de un sistema están en serie cuando todos éstos deben estar funcionando correctamente para que el sistema funcione bien.

La disponibilidad resultante esta definida por

$$A_S = \prod_{i=1}^n A_i$$

donde n es el número de componentes con disponibilidad en serie.

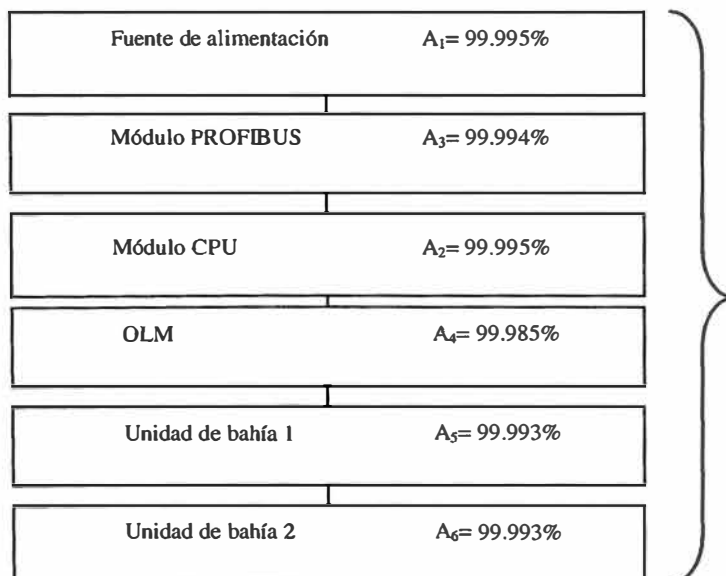
6.1.4 Componentes del Sistema y su Naturaleza

Tabla N° 6.1

Componente	Naturaleza	Implicación en el cálculo	MTBF (horas)	MTTR (horas)	A (%)
Fuente de Alimentación	Activo	SI	175200	0.5	99.995%
Módulo CPU	Activo	SI	175200	0.5	99.995%
Módulo de Comunicaciones MCP	Activo	SI	131400	0.5	99.994%
Módulo de Comunicaciones Profibus	Activo	SI	131400	0.5	99.994%
OLM	Activo	SI	56940	0.5	99.985%
Tarjeta de Entradas Digitales	Activo	NO			
Tarjeta de Salida de Comandos	Activo	NO			
GPS	Activo	NO			
Cables de Interconexión en Cobre	Pasivo	NO			
ODF	Pasivo	NO			
Cajas de Emplame	Pasivo	NO			
Cables de Fibra Optica	Pasivo	NO			
Unidades de Bahía	Activo	SI	131400	1	99.993%
Relés de Protección Principal	Activo	NO			
Relés de Protección de Respaldo	Activo	NO			

6.1.5 Estructura del proyecto y cálculo de la disponibilidad

La estructura se muestra a continuación:



$$A_{S1} = \prod_{i=1}^{12} A_i = 99.949\%$$

Módulo MCP	$A_{12} = 99.994\%$
------------	---------------------

La disponibilidad a nivel de campo es igual a la disponibilidad de cada Unidad de Bahía: $A_{\text{Nivel 1}} = 99.993\%$

La disponibilidad total es del sistema es igual a la disponibilidad del sistema serie arriba presentado: $A_{\text{Total}} = 99.949\%$

6.2 Tiempos de Respuesta (Desempeño)

6.2.1 Conceptos Básicos:

Tiempo de filtrado para las entradas digitales

Tiempo en milisegundos que debe permanecer presente una señal en una entrada binaria para que sea considerada como un cambio real en el estado de la señal.

Tiempo de actualización de la base de datos

Corresponde al tiempo transcurrido entre la ocurrencia real del evento en el campo o bahía y el envío de la señal por parte del controlador de subestación al centro de control. Los tiempos de procesamiento del centro de control de la empresa operadora no están considerados.

Tiempo de ejecución de un comando

Tiempo transcurrido en segundos entre la emisión de un comando desde un nivel de control, y el inicio de la ejecución del mismo en el campo o bahía. No incluye la llegada de la señal de retroaviso al nivel de control desde el que fue emitido el comando.

Tabla N° 6.2

Tiempos de Respuesta (Desempeño)		
	Nivel 1	Nivel 3
Tiempo de Filtrado para las entradas digitales	8ms	No aplica
Tiempo de actualización de la base de datos	$\leq 500\text{ms}$	$\leq 5\text{s}$
Tiempo de presentación del despliegue	$\leq 1.5\text{s}$	No aplica
Tiempo de ejecución de un comando	$\leq 500\text{ms}$	$\leq 5\text{s}$

CAPÍTULO VII

SISTEMA DE CONTROL DIGITAL SICAM SAS PROTOCOLO DE PRUEBAS FAT Y PROTOCOLO DE PRUEBAS SAT

7.1 Protocolo de Pruebas FAT

7.1.1 Objeto

Las pruebas FAT de los tableros de control pretenden asegurar que tanto los tableros de control como el sistema de control a ser implementado de acuerdo a los requerimientos solicitados, antes del despacho de los tableros del sitio de su fabricación a la subestación.

Este documento describe el procedimiento a seguir para realizar las pruebas FAT del sistema de control SICAM SAS.

7.1.2 Contenido

a) Requerimientos y Condiciones

Requerimientos de personal

El grupo presente durante el desarrollo de las pruebas debe estar integrado por un Ingeniero del fabricante especializado en parametrización y

puesta en servicio de sistemas de control digital, un ingeniero de la empresa operadora y/o de la firma inspectora con conocimientos de la filosofía y operación de los sistemas de control automático para la evaluación y recepción del sistema.

Instalación

Antes de iniciar las pruebas se debe asegurar:

1. Las unidades de control de bahía tienen cargado tanto el firmware como la parametrización.
2. El controlador de subestación tiene cargado tanto el firmware como la parametrización.
3. Los diferentes equipos que integran el sistema se encuentran conectados al controlador de subestación bien sea por fibra óptica, ethernet ó cableado RS485.
4. La red de sincronización de tiempo, se encuentra montada tal y como se solicito. Con ayuda del software de parametrización del receptor de GPS Hopf, se verificará la correcta recepción de señal de los satélites y la respectiva hora. Se verificará que no se reporte en la lista de eventos de cada IED la señal "clock synchronization error".
5. Se contará un computador portátil para servir como simulador del centro de control (protocolo IEC-870-5-101 maestro)
6. Verificación de comunicación entre los IEDs montados para las pruebas y el controlador de subestación. Para esto deberá revisarse el estado OFF de la indicación "Falla Comunicación" de

cada equipo enviada por el controlador de subestación hacia el centro de control remoto a través del protocolo IEC60870-5-101.

7. El equipo de inyección de tensión y corriente se encuentra disponible en el sitio de las pruebas.

b) Pruebas del Sistema

Mediante estas pruebas se pretende evaluar el comportamiento del sistema como tal. Se evaluará el comportamiento de la robustez del sistema ante una avalancha de información, velocidad de actualización de información en todos los niveles, verificación de enclavamientos antes de la liberación de un comando y sincronización de tiempo de los diferentes IEDs del sistema.

Pruebas de Robustez

El objetivo es corroborar la robustez y comportamiento del sistema ante la presencia de diferentes anomalías. Se verificará la respuesta del sistema en cuanto a transmisión de alarmas y eventos hacia el centro de control ante la desconexión y/o falla de los distintos elementos del sistema.

Durante la prueba se realiza la desconexión de los siguientes equipos:

- Ruptura de un segmento de fibra óptica del anillo PROFIBUS FMS.
- Desconexión y/o pérdida de alimentación de un Relé de la red IEC-60870-5-103
- Desconexión y/o pérdida de alimentación de un controlador de bahía de la red PROFIBUS FMS

Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo A.

Pruebas de desempeño del sistema

En estas pruebas se pretende mostrar los tiempos de operación del sistema de control durante su normal funcionamiento y ante fallas típicas de comunicaciones. Durante la prueba se verifican los tiempos de las siguientes operaciones normales:

- Arranque del sistema (Controlador SC)
- Tiempos de ejecución de comandos
- Tiempos de Aparición de Eventos, Alarmas e Indicación de Equipos en nivel 3
- Avalanchas de información
- Tiempos de respuesta ante falla de comunicaciones (Desconexión y Conexión de los Elementos del Sistema)

Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo B.

La medición del arranque del sistema, se inicia con el sistema funcionando normalmente.

Se tendrán conectados los IEDs y el simulador del centro de control (IEC-870-5-101).

La primera prueba consistirá en apagar el controlador de subestación.

Una vez apagado, se vuelve a encender y se empieza a contabilizar el tiempo de arranque del mismo. Se considerará que el re arranque se habrá

cumplido para cada nivel de control cuando se haya actualizado toda la información en el periférico correspondiente.

Para la prueba de ejecución de comandos, se escogerán tres comandos. Se cableará cada contacto seleccionado a una led de indicación en el módulo simulador de señales digitales, de forma que pueda fácilmente visualizarse cuando salió el comando de la unidad, facilitándose la medición de los tiempos.

Se emitirá el comando escogido desde cada uno de los niveles de control (1 y 3), y se registrará en el formato el tiempo de demora medido con cronómetro entre la emisión del comando y el cierre del contacto –led encendido.

La medición del tiempo de aparición de alarmas e indicación de equipos, se hará utilizando el módulo de simulación de señales digitales para generar señales de cada tipo, como son, alarmas, indicación de posición de equipos. El tiempo transcurrido entre la simulación de la señal y su visualización en el registro de nivel 3 será medido.

Para la prueba de avalancha se generarán hasta 100 eventos simultáneos entre los IEDs del sistema. Para esto se cableará un mismo contacto libre de potencial a una o varias entradas binarias de algunos de los IEDs. Esquemáticamente esta conexión se realizará de la forma indicada en la siguiente figura. Para realizar la prueba, se acciona el pulsador (o un switch del módulo simulador de entradas digitales) asignado para tal fin.

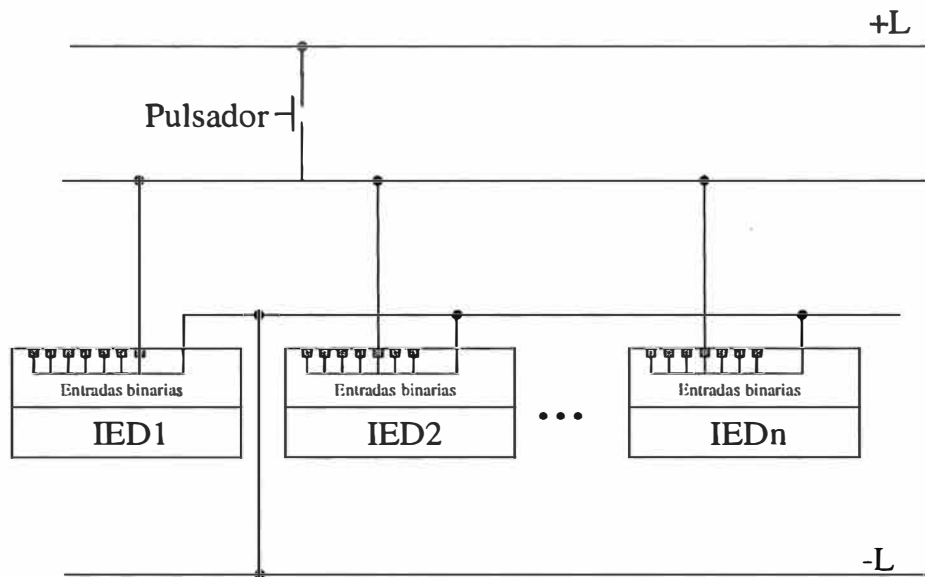


Gráfico N° 7.1

Para la ejecución de esta prueba se habrá dispuesto de un simulador de IEC870-5-101 maestro, el cual hará el papel de centro de control.

Se deberá registrar en el protocolo para prueba de comportamiento del sistema en condiciones de avalancha las unidades escogidas para la prueba, y las señales cableadas en cada una.

Una vez ejecutada la prueba, se verificará en el nivel de control 3 que los eventos se han registrado sin perderse ninguno de ellos. Esto se registrará en la columna "OK" de la tabla correspondiente del anexo B. Igualmente, se comprobará la estampa de tiempo para los niveles de control 1 y 3. Esta se registrará en la columna "Tiempo".

La simulación de las fallas de comunicaciones se realizará mediante la desconexión del punto de enlace a la red de los componentes del sistema, se realiza la misma metodología de las pruebas de robustez, pero se toma en esta oportunidad el tiempo de la generación y visualización en nivel 3 de las alarmas y eventos.

Sincronización de Tiempo

El objeto de esta prueba es verificar que cada uno de los equipos sea sincronizado de forma correcta con ayuda de un equipo receptor de la señal del sistema GPS. Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo C.

Entradas Digitales

Mediante el módulo simulador de entradas digitales, se generan una serie de eventos y alarmas en el sistema con el fin de confirmar el manejo que se les da en el sistema, como son por ejemplo: estampa de tiempo, status y señales en avalancha. Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo D.

Se requiere que con un mínimo de 5 horas de anticipación se hayan sincronizado los IEDs incluidos en las presentes pruebas.

Medidas Análogas.

Inyección de corrientes y tensiones con ayuda de un equipo de inyección secundaria a la unidad 6MD664, las cuales se conectarán en los puntos indicados en los planos de construcción. Para la validación de la señal se inyectará el valor mínimo, el máximo y un punto intermedio, para comprobar el correcto uso de la escala de la señal.

Verificación de la recepción de la señal en cada uno de los niveles, con ayuda de los protocolos de pruebas que se encuentran en el anexo D.

Enclavamientos y Comandos Digitales.

Para la prueba de enclavamientos se empleara los documentos que se han generado para el campo correspondiente de acuerdo a la lógica ha

implementarse, el cual describe cada una de las condiciones que se deben cumplir para poder ejecutar el mando sobre el equipo objeto de la prueba desde cada uno de los niveles de operación. Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo E.

- Se procede a generar las condiciones necesarias para dar el permisivo de operación del equipo objeto de la prueba y luego se da un comando desde cualquiera de los niveles para comprobar su correcta ejecución. Después se procede a activar, de una en una, cada condición que enclava la operación del equipo y se debe comprobar su efecto en los permisos editados en los niveles 1 y 3.
- La validación de cada enclavamiento será consignada en el diagrama de compuertas y la validación del comando se registrará en el anexo D, cuando el comando sea generado por la unidad 6MD664. El comando se comprobará que fue generado por la unidad 6MD664 cuando sea registrado en la unidad 6MD664 (CO+).

Información de Relés por comunicaciones.

Esta prueba verifica que las señales de los relés de protección son debidamente adquiridas por el controlador de subestación y por lo tanto son correctamente mostradas en el centro de control.

Se realiza inyección de tensiones y/o corrientes en el relé para simular los diferentes tipos de fallas que debe despejar.

Verificación de que la señal generada es recibida en el nivel 3, la cual se validará en el anexo F. Para el caso anterior se colocará un “visto bueno ó OK”.

7.1.3 Validación de Documentos

Una vez terminadas las pruebas descritas en el presente documento el personal de pruebas debe firmar cada una de las hojas que conforman los protocolos, es decir, los anexos A, B, C, D, E, y F.

Estos documentos representan la aceptación a conformidad de la empresa operadora de las pruebas realizadas para el sistema de control digital SICAM SAS.

7.2 Protocolo de Pruebas SAT

7.2.1 Objeto

Las pruebas SAT de los tableros de control pretenden asegurar que tanto los tableros de control como el sistema de control a ser implementado de acuerdo a los requerimientos solicitados, antes del despacho de los tableros del sitio de su fabricación a la subestación.

Este documento describe el procedimiento a seguir para realizar las pruebas SAT del sistema de control SICAM SAS.

7.2.2 Contenido

a) Requerimientos y Condiciones

Requerimientos de personal

El grupo presente durante el desarrollo de las pruebas debe estar integrado por un Ingeniero del fabricante especializado en parametrización y puesta en servicio de sistemas de control digital, un ingeniero de la empresa

operadora y/o de la firma inspectora con conocimientos de la filosofía y operación de los sistemas de control automático para la evaluación y recepción del sistema.

Instalación

Antes de iniciar las pruebas se debe asegurar:

1. Las unidades de control de bahía tienen cargado tanto el firmware como la parametrización.
2. El controlador de subestación tiene cargado tanto el firmware como la parametrización.
3. Los diferentes equipos que integran el sistema se encuentran conectados al controlador de subestación bien sea por fibra óptica, ethernet ó cableado RS485.
4. La red de sincronización de tiempo, se encuentra montada tal y como se solicito. Con ayuda del software de parametrización del receptor de GPS Hopf, se verificará la correcta recepción de señal de los satélites y la respectiva hora. Se verificará que no se reporte en la lista de eventos de cada IED la señal "clock synchronization error".
5. Se tiene operativo el canal de comunicaciones para establecer el enlace entre el controlador de subestación y centro de control.
6. Verificación de comunicación entre los IEDs montados en la subestación y el controlador de subestación. Para esto deberá revisarse el estado OFF de la indicación "Falla Comunicación" de cada equipo enviada por el controlador de subestación hacia el centro de control remoto a través del protocolo IEC60870-5-101.

7. El equipo de inyección de tensión y corriente se encuentra disponible en el sitio de las pruebas.

8. El equipo de patio se encuentra disponible para pruebas.

b) Pruebas del Sistema

Mediante estas pruebas se pretende verificar el adecuado comportamiento del sistema de control.

Pruebas de Robustez

El objetivo es corroborar la robustez y comportamiento del sistema ante la presencia de diferentes anomalías. Se verificará la respuesta del sistema en cuanto a transmisión de alarmas y eventos hacia el centro de control ante la desconexión y/o falla de los distintos elementos del sistema. Durante la prueba se realiza la desconexión de los siguientes equipos:

- Desconexión y/o pérdida de alimentación de los Relés de la red IEC-60870-5-103
- Desconexión y/o pérdida de alimentación de los controladores de bahía de la red PROFIBUS FMS

Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo G.

Entradas Digitales

Se generan desde patio una a una las señales cableadas a cada uno de los controladores de bahía y se verifica el arribo de la señal al controlador de bahía y al nivel 3. Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo H.

Medidas Análogas.

Inyección de corrientes y tensiones con ayuda de un equipo de inyección secundaria a la unidad 6MD664, las cuales se conectarán en los puntos indicados en los planos de construcción. Para la validación de la señal se inyectará el valor mínimo, el máximo y un punto intermedio, para comprobar el correcto uso de la escala de la señal.

Verificación de la recepción de la señal en cada uno de los niveles, con ayuda de los protocolos de pruebas que se encuentran en el anexo H.

Enclavamientos y Comandos Digitales.

Para la prueba de enclavamientos se empleara los documentos que se han generado para el campo correspondiente de acuerdo a la lógica ha implementarse, el cual describe cada una de las condiciones que se deben cumplir para poder ejecutar el mando sobre el equipo objeto de la prueba desde cada uno de los niveles de operación. Los detalles de estas pruebas y formatos se encuentran en el anexo I.

- Se procede a generar las condiciones necesarias para dar el permisivo de operación del equipo objeto de la prueba y se luego se da un comando desde cada uno de los niveles para comprobar su correcta ejecución. Después se procede a activar, de una en una, cada condición que enclava la operación del equipo y se debe comprobar que el comando no se ejecuta desde ninguno de los niveles de operación.
- La validación de cada enclavamiento será consignada en el diagrama de compuertas. y la validación del comando se registrará

en el anexo H, cuando el comando sea generado por la unidad 6MD664. El comando se comprobará que fue generado por la unidad 6MD664 cuando sea registrado el cambio de estado en el equipo de patio.

Información de Relés por comunicaciones.

Esta prueba verifica que las señales de los relés de protección son debidamente adquiridas por el controlador de subestación y por lo tanto son correctamente mostradas en el centro de control.

Se realiza inyección de tensiones y/o corrientes en el relé para simular los diferentes tipos de fallas que debe despejar.

Verificación de que la señal generada es recibida en el nivel 3, la cual se validará en el anexo J. Para el caso anterior se colocará un “visto bueno ó OK”.

7.2.3 Validación de Documentos

Una vez terminadas las pruebas descritas en el presente documento el personal de pruebas debe firmar cada una de las hojas que conforman los protocolos, es decir, los anexos G, H, I y J.

Estos documentos representan la aceptación a conformidad de la empresa operadora del sistema de control digital SICAM SAS.

CONCLUSIONES

1. En el presente trabajo se hace una recopilación de los criterios sobre el desarrollo de la arquitectura de los sistemas de control para la automatización de subestaciones. Muchos de estos criterios no son ampliamente conocidos en el país y además no son de usual aplicación, lo cual no deja ser sorprendente para un País que tiene un gran potencial eléctrico.
2. La aplicación de los Sistemas de Automatización de Subestaciones constituye una herramienta fundamental en lo que respecta a la mejora en la calidad y confiabilidad del servicio y a la accesibilidad de la información a todo nivel.
3. Este trabajo se enfocó hacia el estudio de los SAS, organizando en un solo documento la información necesaria para el desarrollo de dicho tema, con un ordenamiento acorde al estudio de las medidas prácticas que se requieren. Se espera que este documento pueda

servir como una base para la aplicación de los SAS en las nuevas subestaciones a implementarse en el sistema eléctrico nacional.

4. La utilización de los sistemas de control de subestaciones SAS en las subestaciones nuevas, tiene su justificación en el ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje; así como el incremento de la capacidad de la organización para trabajar mejor, mas rápidamente y en forma mas económica y de esta forma obtener un beneficio en la reducción de los costos de operación y mantenimiento.

RECOMENDACIONES

1. Aprovechando las ventajas que presentan los SAS, se hace mas facil la modernización total o parcial de las subestaciones que tienen actualmente antiguos sistemas de control convencional. En vista de que la mayoría de las veces no es necesario modernizar todos los equipos de control y protección de la instalación, pueden efectuarse automatizaciones parciales que aprovechen los equipos existentes pero que igualmente brinden las ventajas de un sistema completo de control SAS.
2. Cuando es necesario modernizar un sistema de control convencional, pero igualmente es necesario el reemplazo de los equipos de protección, se puede contemplar la alternativa de una instalación de un sistema completo de control de subestación SAS, el cual trae una serie de beneficios técnicos como la facilidad de expansión, seguridad, disponibilidad, flexibilidad, simplicidad y mantenimiento; justificando de esta forma el costo de la inversión.

ANEXOS

ANEXO A

PROTOCOLO DE PRUEBAS FAT – ROBUSTEZ COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE PÉRDIDAS DE COMUNICACIÓN

- * **Ruptura de un Segmento de FO del anillo PROFIBUS FMS**
1. En la red FO – PROFIBUS FMS seleccione en forma aleatoria un segmento de un anillo doble de fibra óptica.
 2. Compruebe que todos los Controladores del anillo se están comunicando correctamente. Para ello se verifica que la señal “Falla comunicación” de cada uno no está presente en el centro de control. Indíquelo en la columna “OK estado inicial”.
 3. Desconecte el segmento de fibra óptica seleccionado. Verifique que en la lista de eventos de los equipos a los que pertenece el segmento se muestra el segmento fallado. Indíquelo en la columna “Eventos IEDs”.
 4. Reconecte el segmento de fibra óptica desconectado en el paso 3. Verifique que la señalización de falla de segmento desaparece, y que no aparece la señal “Falla comunicación” de ninguno de los IEDs. Indíquelo en la columna “Estado final OK”.

NOMBRE SEGMENTO	Estado inicial	Eventos IEDs	Estado final

*** Desconexión de un IED**

1. En el anillo de fibra óptica redundante seleccione un controlador de bahía.
2. Compruebe que todos los controladores de la red se están comunicando correctamente. Para ello se verifica que la señal “Falla Comunicación” de cada uno no está presente en el centro de control. Indíquelo en la columna “OK estado inicial”.
3. Desconecte los dos segmentos de fibra óptica del controlador seleccionado. Verifique que la alarma se indica en el centro de control. Las indicaciones programadas en el IED deben ser actualizadas con status “not topical” en el centro de control. Indíquelo en la columna “Eventos CC”.
4. Reconecte el equipo desconectado en el paso 3. Verifique que la señalización de falla desaparece y las indicaciones son actualizadas con status “OK”. Indíquelo en la columna “Estado final OK”.

NOMBRE IED	Estado inicial	Eventos CC	Estado final

*** Desconexión de un RELE**

1. En la red IEC-60870-5-103 seleccione un Relé.
2. Compruebe que todos los Relés de la red se están comunicando correctamente. Para ello se verifica que la señal “Falla Comunicación” de cada uno no está presente en el centro de control. Indíquelo en la

columna "OK estado inicial".

3. Desconecte el conector de la red IEC-60870-5-103 del Relé seleccionado. Verifique que la alarma se indica en el centro de control. Las indicaciones programadas en el IED deben ser actualizadas con status "not topical" en el centro de control. Indíquelo en la columna "Eventos CC".
4. Reconecte el equipo desconectado en el paso 3. Verifique que la señalización de falla desaparece y las indicaciones son actualizadas con status "OK". Indíquelo en la columna "Estado final OK".

NOMBRE IED	Estado inicial	Eventos CC	Estado final

*** Desconexión de un Módulo de entradas digitales del SICAM SC**

1. Seleccione un módulo de entradas o salidas del controlador SICAM SC. Verifique su correcto funcionamiento. Indíquelo en la columna "Estado Inicial OK".
2. Retire el conector frontal y luego la tarjeta seleccionada (este trabajo se puede hacer en caliente).
3. Verifique la señal "No Topical" de las indicaciones de los Equipos de Patio asociados en el centro de control. Indíquelo en la columna "Señalización NO TOPICAL".

4. Reconecte el equipo desconectado en el paso 2. Verifique que la señalización de falla desaparece. Indíquelo en la columna “Estado final OK”.

NOMBRE MÓDULO	Estado inicial	Señalización NO TOPICAL	Estado final

Remoción en caliente de Tarjetas: _____

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA ANTE PÉRDIDAS DE ALIMENTACION

*** Pérdida de Alimentación del Controlador de Subestación**

1. Compruebe que el controlador se encuentra operando correctamente. Para ello se verifica que la comunicación con el centro de control esté correctamente establecida y todos los eventos generados en nivel 0 son reportados al nivel 3. Indíquelo en la columna "OK estado inicial".
2. Desconecte la alimentación del controlador de subestación.
3. Reconecte la alimentación desconectada en el paso 2. Verifique el controlador arranca apropiadamente, todos los enlaces con los IEDs son restablecidos y toda la señalización es actualizada en el nivel3. Indíquelo en la columna "OK estado final".

NOMBRE IED	Estado inicial	Estado final

*** Pérdida de Alimentación de un IED**

1. En el anillo de fibra óptica redundante seleccione un controlador de bahía.
2. Compruebe que todos los controladores de la red se están comunicando correctamente. Para ello se verifica que la señal "Falla Comunicación" de cada uno no está presente en el centro de control. Indíquelo en la columna "OK estado inicial".
3. Desconecte la alimentación del controlador seleccionado. Verifique que

la alarma “Falla Comunicación” se indica en el centro de control. Las indicaciones programadas en el IED deben ser actualizadas con status “not topical” en el centro de control. Indíquelo en la columna “Eventos CC”.

4. Reconecte la alimentación desconectada en el paso 3. Verifique que la señalización de falla desaparece y las indicaciones son actualizadas con status “OK”. Indíquelo en la columna “Estado final OK”.

NOMBRE IED	Estado inicial	Eventos CC	Estado final

*** Pérdida de Alimentación de un RELE**

1. En la red IEC-60870-5-103 seleccione un Relé.
2. Compruebe que todos los Relés de la red se están comunicando correctamente. Para ello se verifica que la señal “Falla Comunicación” de cada uno no está presente en el centro de control. Indíquelo en la columna “OK estado inicial”.
3. Desconecte la alimentación del Relé seleccionado. Verifique que la alarma “Falla Comunicación” se indica en el centro de control. Las indicaciones programadas en el IED deben ser actualizadas con status “not topical” en el centro de control. Indíquelo en la columna “Eventos CC”.
4. Reconecte la alimentación desconectada en el paso 3. Verifique que la señalización de falla desaparece y las indicaciones son actualizadas

con status "OK". Indíquelo en la columna "Estado final OK".

NOMBRE IED	Estado inicial	Eventos CC	Estado final

OBSERVACIONES:

ANEXO B

PROTOCOLO DE PRUEBAS FAT – DESEMPEÑO DEL SISTEMA

* **Tiempo de Ejecución de Comandos**

1. Se seleccionan tres comandos a ejecutarse en los niveles de operación 1 y 3.
2. Se da la orden de comando desde el CC y posteriormente desde la unidad de bahía.
3. Se verifica la salida del comando en la unidad de bahía.

COMANDO	TIEMPOS ENTRE EMISIÓN DEL COMANDO Y SALIDA DEL COMANDO (Tiempos Esperados Segundos)	
	NIVEL 1	NIVEL 3
	0.5 seg	3 seg
	0.5 seg	3 seg
	0.5 seg	3 seg

* **Prueba de medición de tiempo de arranque del sistema**

1. Apague el controlador de subestación.
2. Al encenderlo de nuevo empiece a contabilizar el tiempo de arranque del sistema.
3. Tan pronto se actualicen todos los leds del SC y se actualicen los registro en el CC registre el tiempo transcurrido en la fila correspondiente en la siguiente tabla:

EQUIPO	Tiempo de Arranque (tiempo esperado)
CONTROLADOR DE SUBESTACION	<3 min
CENTRO DE CONTROL	<6 min

* **Tiempo de reporte de Alarmas y Eventos**

1. Se genera el flanco de subida y de bajada para las señales digitales.
2. Se inyecta un valor análogo al sistema mediante el simulador.
3. Verificar el tiempo de aparición de la señal.

Esta es una prueba con carga normal de datos.

EQUIPO	ENTRADA SELECCIONADA	APARICIÓN NIVEL 1 (tiempo esperado)	APARICIÓN NIVEL 3 (tiempo esperado)
	BI	0.5 seg	3 seg
	BI	0.5 seg	3 seg
	AI	0.5 seg	3 seg

* **Comportamiento del Sistema en Condiciones de Avalancha**

1. Se cablean en paralelo las señales indicadas utilizando puentes en los bornes de la celda respectiva seleccionada.
2. Se generan un pulso para arrancar la avalancha.

3. Se verifica la aparición de la totalidad de las señales en NIVEL 3.

NOMBRE IED	NOMBRE SEÑALES	APARICIÓN NIVEL 3	
		OK	TIEMPO

* **Tiempos de indicación del sistema ante pérdidas de comunicación**

1. En la red seleccione un IED.
2. Compruebe que el IED se encuentra en comunicación con el controlador de subestación.
3. Apague el IED.

ANEXO C

PROTOCOLO DE PRUEBAS FAT – SINCRONIZACION DE TIEMPO

*** Desconexión de la señal GPS**

1. En la red de sincronización GPS seleccione un equipo.
2. Compruebe que el equipo está siendo sincronizado correctamente. Para ello se verifica que la señal de falla de sincronización “clock synchronization error” no está presente en la lista de eventos del IED.
3. Una vez se determine que el equipo ha sido sincronizado, se procede a generar una o más señales con el fin de determinar que la estampa de tiempo sea la misma en todos los niveles de operación (1 y 3). Para lo anterior en el nivel 1 se verifica el buffer de eventos y en el nivel 3 con ayuda del simulador IEC_Test se observa la estampa de tiempo del evento y en especial el bit correspondiente a la validez ó no de tiempo. Indíquelo en la columna “OK estado inicial”.
4. Se desconecta el conector GPS del equipo seleccionado y se espera un tiempo prudente (1 a 15 minutos, dependiendo del equipo). Verifique que la señal de falla “clock synchronization error” aparece después del tiempo programado en el IED. Las señales de patio adquiridas por el IED en prueba y generadas durante este tiempo deben llegar con estampa de tiempo inválida al centro de control. Indíquelo en la columna “Eventos IED -Inválido”, “Eventos CC -Inválido”.

- Comprobado lo anterior nuevamente se conecta el equipo desconectado en el paso 3 y se procede a generar una nueva señal para comprobar el correcto registro de la señal con su estampa de tiempo válida. Indíquelo en la columna “estado final ok”.

SEÑAL	Estado inicial	Eventos IED - Inválido	Eventos CC - Inválido	Estado final

- Desconecte el cable de la antena del módulo GPS. Verifique que la señal “ext synchr missing” y la alarma “time invalid” del controlador de subestación son reportadas al centro de control. Indíquelo en la columna “Eventos CC”
- Reconecte el equipo desconectado en el paso 6. Verifique que la señalización de falla desaparece. Indíquelo en la columna “estado final ok”.

NOMBRE EQUIPO	Estado inicial	Eventos CC	Estado final
SC			

ANEXO G

PROTOCOLO DE PRUEBAS SAT - ROBUSTEZ

ITEM	DESCRIPCION DE LA PRUEBA	SI	NO
1	El Sicam SC realiza el proceso de re arranque en forma correcta cuando se restablece su alimentación?		
2	La Unidad 6MD del campo XXX realiza el proceso de re arranque en forma correcta cuando se restablece su alimentación ?		
3	Se mantiene la comunicación con la unidad 6MD del campo XXX cuando se desconecta una de las dos fibras ópticas ?		
4	Es detectada la pérdida de comunicaciones con la unidad 6MD del campo XXX y la información es enviada como "Not Topical" al nivel 3?		
5	Es detectada la pérdida de comunicaciones con el relé YYY principal de la línea XXX y la información es enviada como "Not Topical" al nivel 3?		

OBSERVACIONES:

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Carlos Felipe Ramirez (2004), "Subestaciones de Alta y Extra Tensión", Part. 10: "Sistema de Control", Colombia.
- [2] IEC 60870-5-101 (2003): "Telecontrol equipment and system – Part 5-101: Transmission protocols – Companion Standard for basic telecontrol tasks", Internacional Electrotechnical Comisión, 57 Power system control and associated communications, 178 pp.
- [3] IEC 60870-5-103 (1997): "Telecontrol equipment and system – Part 5-103: Transmission protocols – Companion Standard for the informative interface of protection equipment", Internacional Electrotechnical Comisión, 57 Power system control and associated communications, 203 pp.
- [4] SIEMENS SICAM SAS (2003) – Substation Automation System – Technical Description – E50417-T8976-C010-A4.
- [5] SIEMENS SICAM SAS (2003) – Substation Automation System. – Maintenance and Diagnostics – E50417-W8976-C012-A4.
- [6] SIEMENS SIPROTEC (2003) – High Voltage Bay Control Unit 6MD66 – 4.2 – Manual – C53000-G1876-C102-3.
- [7] SIEMENS SICAM SAS (2003) – Configuration System - SICAM PlusTOOLS for SAS – Manual – E50417-H8976-C017-A4.
- [8] SIEMENS SICAM SAS (2003) – SICAM PlusTOOLS CFC Blocks – Manual – E50417-H8976-C018-A4.
- [9] SIEMENS DIGSI 4 (2003) – DIGSI 4 Manager – Manual – E50417-H1176-C096-A3.