

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y SEÑALIZACIÓN EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELÉCTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**EDDY ELIO MANRIQUE SÁNCHEZ**

**PROMOCIÓN  
2003- I**

**LIMA – PERÚ  
2010**

**DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL,  
PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y SEÑALIZACIÓN EN  
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

Agradecimiento:

A mis padres Juana y Amador

A mis hermanos Gastón, Marlon, Julio  
y Percy

## **SUMARIO**

Cuando se diseña el sistema de control de una subestación de alta tensión, los objetivos principales son la confiabilidad y reducción de costos. Actualmente la utilización de la tecnología disponible, basada en el uso de IEDs de tecnología de microprocesadores y las facilidades de comunicación utilizando redes LAN de alta velocidad, permiten desarrollar un nuevo concepto para los sistemas de control, protección y monitoreo en una subestación eléctrica de alta tensión.

La comunicación a su vez permite la integración del control, la protección y el monitoreo en un sistema integrado común, brindando diversas ventajas en comparación a los sistemas convencionales.

El trabajo del presente informe corresponde en desarrollar el diseño de los sistemas de control, protección, medida y señalización de una nueva bahía Grupo Generador 3 en la Subestación Chilca Uno de propiedad de ENERSUR para la integración a un sistema automatizado de subestación (SAS) existente.

## INDICE

<b>INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>SISTEMAS DE CONTROL EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN</b>	
<b>1.1 Introducción</b>	2
<b>1.2 Estructura general de los sistemas de control de subestaciones</b>	3
<b>1.3 Estructura de los Sistemas Convencionales</b>	4
<b>1.4 Características de los Sistemas de Control Convencional</b>	4
<b>1.4.1 Ingeniería</b>	4
<b>1.4.2 Montaje</b>	5
<b>1.4.3 Cableado</b>	5
<b>1.4.4 Operación y Mantenimiento</b>	6
<b>1.4.5 Puesta en servicio</b>	6
<b>1.5 Estructura de los sistemas de control numéricos</b>	7
<b>1.5.1 Nivel de campo (Nivel 0)</b>	8
<b>1.5.2 Nivel de control de bahía (Nivel 1)</b>	9
<b>1.5.3 Nivel de control de Subestación (Nivel 2)</b>	10
<b>1.5.4 Nivel de Centro de Control (Nivel 3)</b>	13
<b>1.6 Características de los Sistemas de Control numérico</b>	13
<b>1.6.1 Ingeniería</b>	13
<b>1.6.2 Montaje</b>	14
<b>1.6.3 Cableado</b>	14
<b>1.6.4 Operación y Mantenimiento</b>	14
<b>1.6.5 Puesta en servicio</b>	15
<b>CAPITULO II</b>	
<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHILCA UNO 220KV</b>	
<b>2.1 Descripción General del Sistema</b>	16
<b>2.1.1 Sistema de Control y Protección – Línea 2101 Chilca REP =D2+WR02</b>	16

<b>2.1.2</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Línea 2102 Chilca REP =D3+WR03</b>	16
<b>2.1.3</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 2 =D5+WR05</b>	16
<b>2.1.4</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 1 =D7+WR07</b>	17
<b>2.1.5</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Línea Cantera =D9+WR09</b>	17
<b>2.1.6</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Acoplamiento de Barras =D10+WR10</b>	17
<b>2.1.7</b>	<b>Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 3 =D1+WR01</b>	17
<b>2.1.8</b>	<b>Visión General del Sistema de Automatización (SAS)</b>	19
<b>2.1.9</b>	<b>Descripción de los equipos numéricos de control y protección</b>	19
<b>2.1.10</b>	<b>Comunicaciones del Sistema</b>	24
<b>2.1.11</b>	<b>Nivel 2</b>	25
<b>2.1.12</b>	<b>Comunicaciones Nivel 2</b>	25
<b>2.1.13</b>	<b>Nivel 1</b>	25
<b>2.1.14</b>	<b>Comunicaciones Nivel 1</b>	26
<b>2.1.15</b>	<b>Nivel 0</b>	26
<b>2.1.16</b>	<b>Sistema de Sincronización de tiempo</b>	26
<b>2.2</b>	<b>Modos de Operación</b>	26
<b>2.2.1</b>	<b>Nivel 0 (Patio)</b>	27
<b>2.2.2</b>	<b>Nivel 1 (Controlador de Campo)</b>	27
<b>2.2.3</b>	<b>Nivel 2 (Estación de Operación IU)</b>	28
<b>2.2.4</b>	<b>Nivel 3 (Centro de Control ENERSUR)</b>	28
<b>2.3</b>	<b>Principios de Funcionamiento del Sistema de Control</b>	28
<b>2.3.1</b>	<b>Nivel 1</b>	28
<b>2.3.2</b>	<b>Nivel 2</b>	39
<b>2.4</b>	<b>Principios de Funcionamiento del Sistema de Protección</b>	41
<b>2.4.1</b>	<b>Sistema de Protección del Nuevo Campo de grupo generador 3</b>	41
<b>2.5</b>	<b>Comunicaciones y Protocolos</b>	41
<b>2.5.1</b>	<b>IEC 61850</b>	41
<b>2.5.2</b>	<b>Arquitectura de la red Ethernet</b>	42
<b>2.6</b>	<b>Definiciones de Abreviaturas</b>	42

### **CAPITULO III**

#### **DETERMINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3**

<b>3.1</b>	<b>Generalidades</b>	45
------------	----------------------	----

<b>3.2</b>	<b>Configuración y Equipamiento de Patio 220kV</b>	45
<b>3.2.1</b>	<b>Interruptor de Potencia (+1551)</b>	45
<b>3.2.2</b>	<b>Seccionador de Barra 1 (+1531)</b>	45
<b>3.2.3</b>	<b>Seccionador de Barra 2 (+1532)</b>	46
<b>3.2.4</b>	<b>Seccionador de Línea (+1521)</b>	46
<b>3.2.5</b>	<b>Cuchilla de puesta a tierra (+1501)</b>	46
<b>3.2.6</b>	<b>Transformador de Corriente (+TI01)</b>	46
<b>3.2.7</b>	<b>Transformador de Tensión (+TT01)</b>	46
<b>3.3</b>	<b>Determinación de los equipos de control y protección</b>	47
<b>3.3.1</b>	<b>Unidad de Control y Adquisición de datos en 220kV</b>	47
<b>3.3.2</b>	<b>Protección Diferencial de Barras y Falla Interruptor</b>	48
<b>3.3.3</b>	<b>Relé de disparo y bloqueo</b>	50
<b>3.3.4</b>	<b>Selector de Pruebas</b>	50
<b>3.3.5</b>	<b>Relé de Supervisión circuito de disparo</b>	51
<b>3.3.6</b>	<b>Contador de Energía</b>	51
<b>3.3.7</b>	<b>Bornes de conexión</b>	52

## **CAPITULO IV**

### **DISEÑO DE LOS DIAGRAMAS DE PRINCIPIO Y FUNCIONALES DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3**

<b>4.1</b>	<b>Generalidades</b>	53
<b>4.2</b>	<b>Diagramas de Principio</b>	54
<b>4.2.1</b>	<b>Disposición de tableros en la casa de mando</b>	54
<b>4.2.2</b>	<b>Distribución de alimentación alterna y continua</b>	54
<b>4.2.3</b>	<b>Señalización y mando de equipos en patio</b>	54
<b>4.2.4</b>	<b>Lógica de enclavamientos para los equipos de patio</b>	57
<b>4.2.5</b>	<b>Esquemas típicos de disparo de las protecciones</b>	58
<b>4.3</b>	<b>Diagramas Funcionales</b>	61
<b>4.3.1</b>	<b>Identificación de Equipos</b>	61
<b>4.3.2</b>	<b>División de los diagramas funcionales</b>	63
<b>4.4</b>	<b>Relación entre el diagrama unifilar, diagramas de principio y diagramas funcionales</b>	66

## **CAPITULO V**

### **CÁLCULO DE REGULACIÓN DE CABLES DE FUERZA Y CONTROL**

**DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3**

<b>5.1</b>	<b>Generalidades</b>	71
<b>5.2</b>	<b>Definiciones</b>	71
<b>5.2.1</b>	<b>Regulación de tensión</b>	71
<b>5.2.2</b>	<b>Capacidad de corriente</b>	71
<b>5.3</b>	<b>Características Generales</b>	71
<b>5.4</b>	<b>Cálculo de Regulación de tensión</b>	71
<b>5.4.1</b>	<b>Circuitos trifásicos</b>	72
<b>5.4.2</b>	<b>Circuitos monofásicos</b>	72
<b>5.4.3</b>	<b>Circuitos de corriente directa</b>	72
<b>5.5</b>	<b>Capacidad de Corriente asignada</b>	72
<b>5.6</b>	<b>Factores de Corrección</b>	73
<b>5.6.1</b>	<b>Factor de corrección de la capacidad de corriente por la temperatura ambiente del lugar de instalación del cable</b>	73
<b>5.6.2</b>	<b>Factores de corrección por agrupamiento de cables</b>	74
	<b>CONCLUSIONES</b>	75
	<b>ANEXOS</b>	77
	<b>ANEXO A: Lista de equipos de control y protección nueva bahía grupo generador 3</b>	78
	<b>BIBLIOGRAFIA</b>	84



## INTRODUCCIÓN

En el presente informe se trata de presentar las nuevas tecnologías de automatización, los conceptos fundamentales de un sistema automatizado de subestación (SAS) basado en el sistema SICAM PAS CHILCA 220kV - SIEMENS.

Desarrollar el diseño de los sistemas de control, protección, medición y señalización para la integración a dicho sistema SICAM PAS.

La función principal de un sistema automatizado de subestación (SAS) 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.

Capítulo I, se describe los sistemas de control convencionales y los sistemas de control numérico en una subestación de alta tensión.

Capítulo II, se hace una descripción del sistema de control y protección existente en la subestación Chilca Uno 220kV.

Capítulo III, se determinan los nuevos equipos de control y protección de la nueva bahía a integrarse.

Capítulo IV, se describen los diseños de los diagramas de principio y funcionales que explican la filosofía de control y protección de la nueva bahía a integrarse.

Capítulo V, se describe el cálculo de los multiconductores de interconexión, teniendo en cuenta la regulación de tensión, para su selección.

Finalmente, espero que este proyecto sea un buen aporte en lo que concierne a las nuevas tendencias de automatizar subestaciones eléctricas en alta tensión, así como también hago mi agradecimiento a mis compañeros de trabajo por la colaboración en el desarrollo de este proyecto.

# CAPITULO I

## SISTEMAS DE CONTROL EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSIÓN

### 1.1 Introducción

En los sistemas convencionales de protección, medición, control y supervisión para subestaciones de alta tensión, el desempeño de las diversas funciones ha sido tradicionalmente realizado por equipos y componentes discretos.

La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de alta tensión, para su correcto funcionamiento, siempre han implicado un gran trabajo de ingeniería, cableado, montaje y puesta en servicio.

Actualmente, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes distintos o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo. Adicionalmente, el uso de redes LAN ("Local Area Network") de alta velocidad para la transmisión de datos ahorra de manera considerable el volumen de cableado, y permite, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (en el caso de la fibra óptica) su utilización lo más cerca posible del proceso primario.

Por otra parte el uso de IEDs (Intelligent Electronic Device) basados en microprocesadores ofrece nuevas posibilidades tales como autosupervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas.

Los desarrollos en esta área, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión. Así como una significativa reducción en la cantidad de cable utilizado.

Lo cual influye directamente en una reducción en los costos del proyecto, mejoras en la operación, reducción y planificación del mantenimiento, y brindan una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales.

## 1.2 Estructura general de los sistemas de control de subestaciones

Una subestación de alta tensión está por lo general dividida, desde el punto de vista del control de la misma, en tres sectores:

El primero, conformado por los equipos del patio (seccionadores, interruptores, transformadores de corriente y tensión), se denomina nivel de campo.

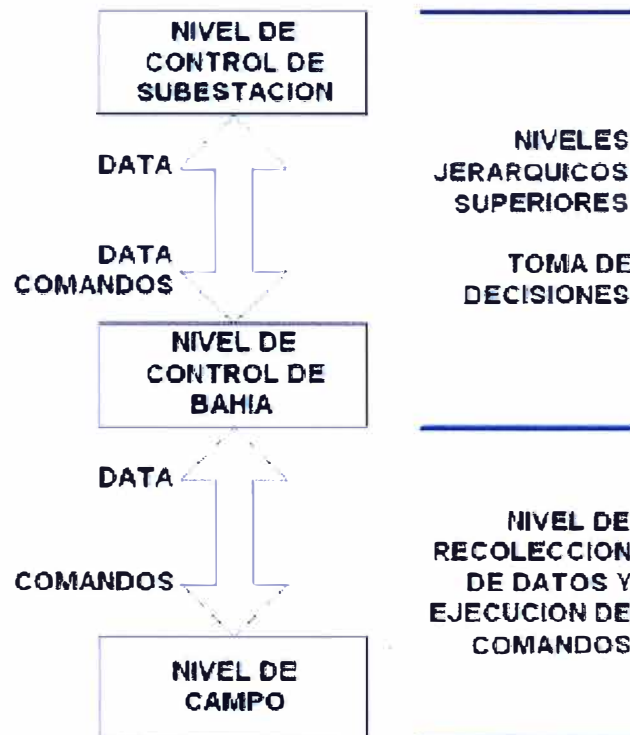
Un segundo nivel, nivel de control de bahía, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación (numérica o convencional) como lo son armarios de reagrupamiento, unidades controladoras de bahía y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas a las bahías tales como:

Control, supervisión, enclavamientos, regulación de voltaje, protección y medición.

Y un nivel superior, nivel de control de subestación, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, maniobras y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores, relacionado con la subestación, tales como:

Control local de la subestación, comunicación, y manejo de los servicios auxiliares.

Esto nos define una estructura lógica del sistema de control, (Véase Fig. 1.1).



**Fig. 1.1** Estructura jerárquica en un sistema de control para una subestación de Alta Tensión

Con dos niveles jerárquicos superiores, los cuales deben estar interconectados para los intercambios de información.

Y un nivel inferior, nivel de campo, encargado de la adquisición de datos:

- Estado de los equipos de maniobra.
- Tensiones y corrientes en el sistema.
- Temperatura en los devanados de los transformadores.
- Nivel de aceite en los transformadores.
- Nivel de gas en los interruptores.

Parámetros que serán transmitidos a los niveles de control superior; y la operación de los equipos de maniobra:

- Interruptores.
- Seccionadores.

Donde las ordenes para operación (apertura/cierre) provendrán de los niveles de control superiores.

### **1.3 Estructura de los Sistemas Convencionales**

Cuando se implementan en subestaciones sistemas de control convencionales, se tienen, de acuerdo al punto 1.2., los siguientes niveles:

- Nivel de campo, donde se realiza la adquisición de información de los equipos primarios del patio tales como interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial.
- El siguiente nivel es el correspondiente a los elementos de procesamiento de toda la información que proviene de los equipos del patio exterior. En este nivel se realiza el tratamiento de lo que corresponde a protección, medición y control.

La interconexión de los niveles arriba mencionados se realiza con cables multiconductores, tendidos a través de canales de cables en el patio.

### **1.4 Características de los Sistemas de Control Convencional**

Los sistemas de control convencional se encuentran conformados por equipos y componentes integrados como se ha realizado en la forma tradicional. Esto es, utilizando cables multiconductores, relés auxiliares, relés repetidores, relés de disparo y bloqueo, etc.

Existen los equipos primarios del patio (nivel de campo), el cableado de interconexión y los equipos de procesamiento de información, en este caso el cuarto de relés y/o el de control.

#### **1.4.1 Ingeniería**

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde a la selección y la elaboración de los planos para que la bahía funcione como un todo, esto en lo

correspondiente a protección, medición, control y supervisión.

Al realizar la ingeniería se debe tomar en cuenta la gran cantidad de planos de cableados y funcionales de las bahías y celdas correspondientes al esquema de la subestación a ser trabajada.

Estos planos, que son generados en esta fase, corresponden a los de los equipos exteriores, tableros de agrupamiento de señales y los tableros que se encuentren dispuestos en la caseta de relés o caseta de mando tales como: Control, Protecciones, Mando y Señalización.

#### **1.4.2 Montaje**

Con respecto al montaje se debe tomar en cuenta que este tópico contempla a los equipos primarios, los armarios de agrupamiento de señales y los tableros a ser instalados en la caseta de relés o caseta de mando, sea el caso que aplicase.

La cantidad de equipos, armarios y tableros va a estar definido por el esquema de la subestación a ser implementada, los mismos se unirán a través de cables multiconductores, en canales de cables, con el fin de realizar el tendido de toda la información concerniente en lo que respecta a las diferentes funciones tales como: Protecciones, Control, Señalización y Alarmas.

#### **1.4.3 Cableado**

Está actualmente establecido que uno de los principales objetivos al instalar un sistema moderno de control es la reducción de costos de cableado entre los diferentes equipos de patio y el nivel de control de subestación.

En una subestación construida con tecnología de control convencional se deben instalar entre 200 y 500 señales por bahías. En una instalación típica de 220kV con dos bahías de transformadores y cuatro bahías de línea, puede haber hasta 3000 conexiones entre los gabinetes de patio, y la sala de control y protecciones.

Dichos enlaces sufren de los factores ambientales, y en el caso de instalaciones a la intemperie están expuestas a riesgos de deterioro serios durante el ciclo de vida de los equipos primarios.

En estos casos, las fallas en los cables implican en la mayoría de los casos el reemplazo completo del cableado.

La transmisión de datos analógicos en distancias mayores a 50 m usando conductores de cobre trae como consecuencia pérdida de señales, ruido y reducción en la precisión del procesamiento de señales. Todos estos factores imponen limitaciones en el sistema.

#### **1.4.4 Operación y Mantenimiento**

Las operaciones que se realizan en los patios de alta tensión pueden ser ejecutadas de diferentes maneras:

- En forma de telemando, desde un despacho de carga a través de un enlace de comunicaciones.

Este despacho a su vez se encargará, en una de sus tareas, de centralizar todo el sistema de potencia de la compañía eléctrica.

- Localmente, en el propio equipo en el patio exterior.
- A distancia, desde la caseta de relés o la caseta de mando.

Este mando se realiza a través de pulsadores ubicados en los armarios de los equipos exteriores, si ese es el caso, o a través de un conmutador de accionamiento en el tablero mímico si es el caso del armario ubicado en la caseta de relés.

Por ello, el principio fundamental en toda labor de operación y mantenimiento es tomar en cuenta la seguridad del personal y posteriormente la integridad el equipo en sí.

Para esto se debe realizar lo siguiente:

- Realizar un estudio previo de la maniobra a realizar, dependiendo el esquema a implementar.
- Utilizar los equipos de seguridad adecuados.
- Aplicar las normas de seguridad.

En caso de los patios convencionales nos encontramos que las labores de operaciones son realizadas con la mayor precaución que le corresponde.

El mantenimiento se realiza básicamente sobre los equipos de alta tensión como son: interruptores, seccionadores, transformadores de medida etc.

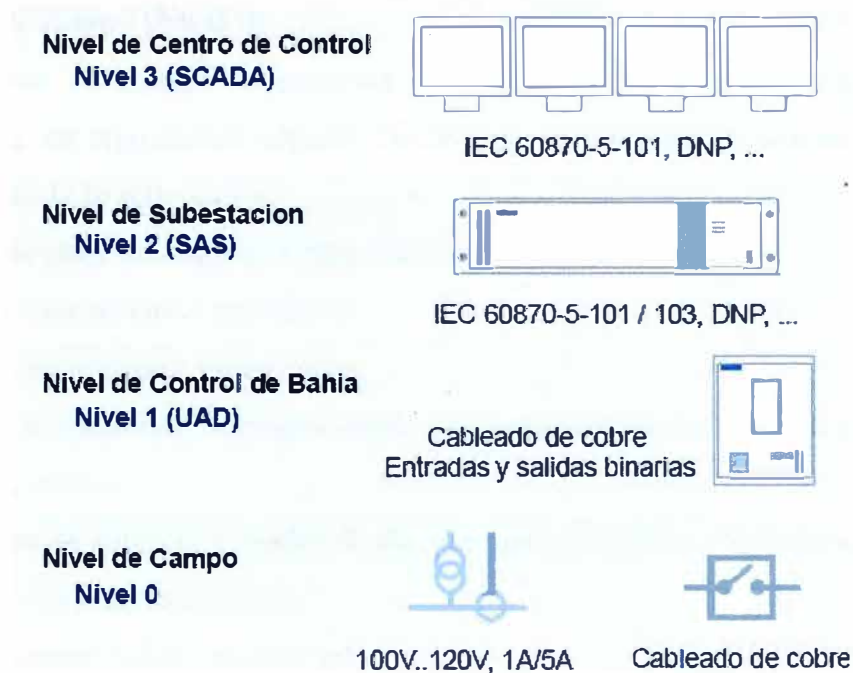
#### **1.4.5 Puesta en servicio**

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control convencionales se realiza, por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en las casetas de relés o caseta de mando y por la otra parte todo lo que está relacionado y que engloba lo correspondiente a la parte funcional de la subestación.

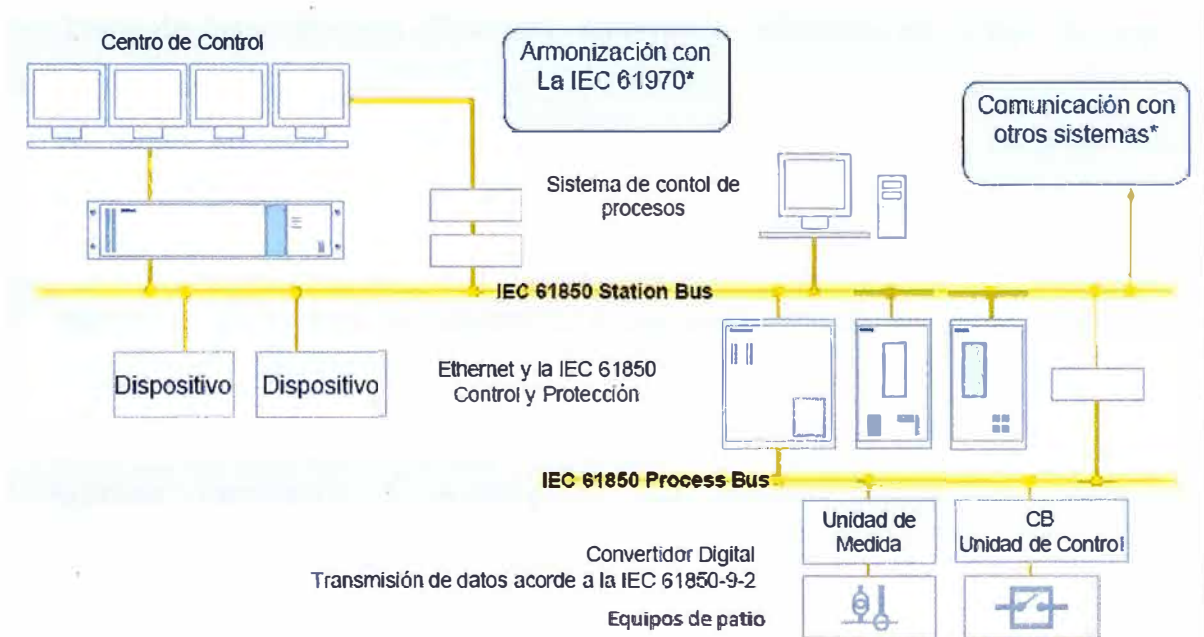
Esta parte funcional implica realizar el chequeo de toda esa información de control, mando, señalización, alarmas que van a través de toda esa cantidad de cableado tendido en todo el patio hacia los diferente equipos y tableros, esta actividad puede generar una gran cantidad de tiempo que puede ser del orden de días dependiendo el esquema de la subestación, cantidad de bahías, cantidad de celdas, etc.

## 1.5 Estructura de los sistemas de control numéricos

Los sistemas de control numérico han sido concebidos y diseñados para realizar el control, la supervisión y la protección de una subestación y de sus líneas de entradas y salidas.



**Fig. 1.2** Niveles de un Sistema de Control Numérico



**Fig. 1.3** Arquitectura de un Sistema de Control Numérico

Un sistema de control automatizado para subestaciones eléctricas consiste, siguiendo la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada en el punto

1.2., en un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos, así como también un nivel de centro de control. En la Fig. 1.2 y Fig. 1.3, se puede observar los niveles y la arquitectura para un sistema de control numérico.

### 1.5.1 Nivel de campo (Nivel 0)

En el nivel de campo se encuentran, al igual que en los sistemas de control convencionales, las unidades de adquisición de datos que proveen la data necesaria para el control eficiente de la subestación.

A través de estas unidades el sistema de control numérico realizará:

a) La adquisición de datos analógicos

Los datos analógicos a tomar serán:

- Corrientes y tensiones, tomados desde los transformadores de corriente y tensión respectivamente.
- Temperatura de equipos, tomados desde, por ejemplo, RTDs (“Resistance temperature device”) en los transformadores.
- Niveles de aceite en los transformadores.
- Presión de gas en los interruptores.

b) La adquisición de datos digitales

Toma de datos digitales ("Status"). Incluyendo indicación del estado del equipo, operación local, remota, mantenimiento.

Se encuentran, además, los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las ordenes generadas a los niveles de control superiores.

A través de estos equipos el sistema de control numérico realizará:

a) Mando de los equipos de interrupción por operación de las protecciones de las subestación:

- Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
- Apertura automática de interruptores por disparos transferidos desde otras subestaciones.
- Recierre automático de los interruptores, en aquellos esquemas de protección donde aplique.

b) Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación:

- Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.



- Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.

A este nivel de control, en estos equipos de alta tensión se puede realizar:

- Apertura manual de interruptores y seccionadores.
- Control manual de cambiadores de tomas.
- Control manual de banco de capacitores y/o reactores.

Finalmente, a este nivel también se encuentran, los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control numérico y los equipos de alta tensión.

Estos canales deben estar diseñados de manera de proveer una barrera contra las interferencias electromagnéticas con el aislamiento galvánico y el blindaje.

### **1.5.2 Nivel de control de bahía (Nivel 1)**

El nivel de control de bahía, está conformado por todos aquellos elementos encargados de las funciones automáticas de protección, supervisión y control asociadas a las bahías, tales como:

- Protección de líneas y transformadores.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Medición.
- Registro de eventos.
- Enclavamientos.
- Regulación de voltaje.

Funciones llevadas a cabo por relés de protección, relés de medición, controladores de bahía y en general IEDs de nuevas generaciones.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo la data con entradas y salidas analógicas y discretas. Así mismo, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, ante la ausencia del nivel superior, a través de interfaces hombre-máquina IHM, de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

A nivel de los equipos de protección, medición y registro e IEDs en general, con la aparición de nuevas tecnologías los esquemas de protección y control, propios de cada subestación, se han desarrollado basándose en el uso de relés universales.

El relé universal es una nueva generación de relés modulares construidos en una plataforma común.

El objetivo fundamental de esta generación de relés es suministrar una herramienta común para la medición, protección, monitoreo y control del sistema de potencia, de manera que sirvan como motor de la automatización de la subestación.

La información de entradas y salidas digitales y analógicas de estos equipos se encuentra disponible para ser tomada por la unidad controladora de bahía a través de los puertos de comunicación de los relés.

De esta manera, la unidad controladora de bahía se encargará de:

- La interfaz con los relés de protección y otros IEDs de la bahía controlada con comunicación maestro-esclavo, a través de enlaces seriales o redes de campo. La comunicación entre los dispositivos de control de bahía y los relés de protección e IEDs de la bahía debe permitir el uso, con el fin de facilitar expansiones futuras y cambios en el sistema, de protocolos no propietarios tales como el DNP 3.0, IEC 60870-5-101, IEC 61850, etc.
- La interfaz con el nivel de control de la subestación, actuando como concentrador de comunicaciones entre los equipos de protección y otros IEDs y la red LAN de la subestación a través de una conexión directa de alta velocidad.

El controlador de bahía envía al SCADA local las señales de medición, los status y los controles para todos los interruptores y seccionadores de la bahía que se está controlando.

El envío de los status y cambios de estado en general se hace con formato Secuencia de Eventos de manera que el SCADA local reciba los status con un estampado de tiempo asociado.

- Realizar la automatización de los enclavamientos en los equipos de maniobra por medio de lógica programada.
- Suministrar una interfaz mímica local para el manejo de la bahía, a través de despliegues gráficos configurables, como respaldo al sistema de control de la subestación, como ya se mencionó.

En general, un dispositivo único no debe controlar más de una bahía en una subestación, de forma tal que la falla de dicho dispositivo tenga consecuencias limitadas en el control de la subestación.

### **1.5.3 Nivel de control de Subestación (Nivel 2)**

El nivel de control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación.

La arquitectura típica está integrada básicamente por las estaciones de operación, gateways, hubs de fibra óptica y receptor de sistema de posicionamiento global (GPS).

A este nivel los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Tensiones de barra.
- Tensiones en las salidas.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregas y recibidas.

Todo esto a través de interfaces hombre-máquina de alto nivel (Véase Fig. 1.4), utilizando un software SCADA local para la subestación (SAS), normalmente instalado sobre estaciones de operación configuradas.

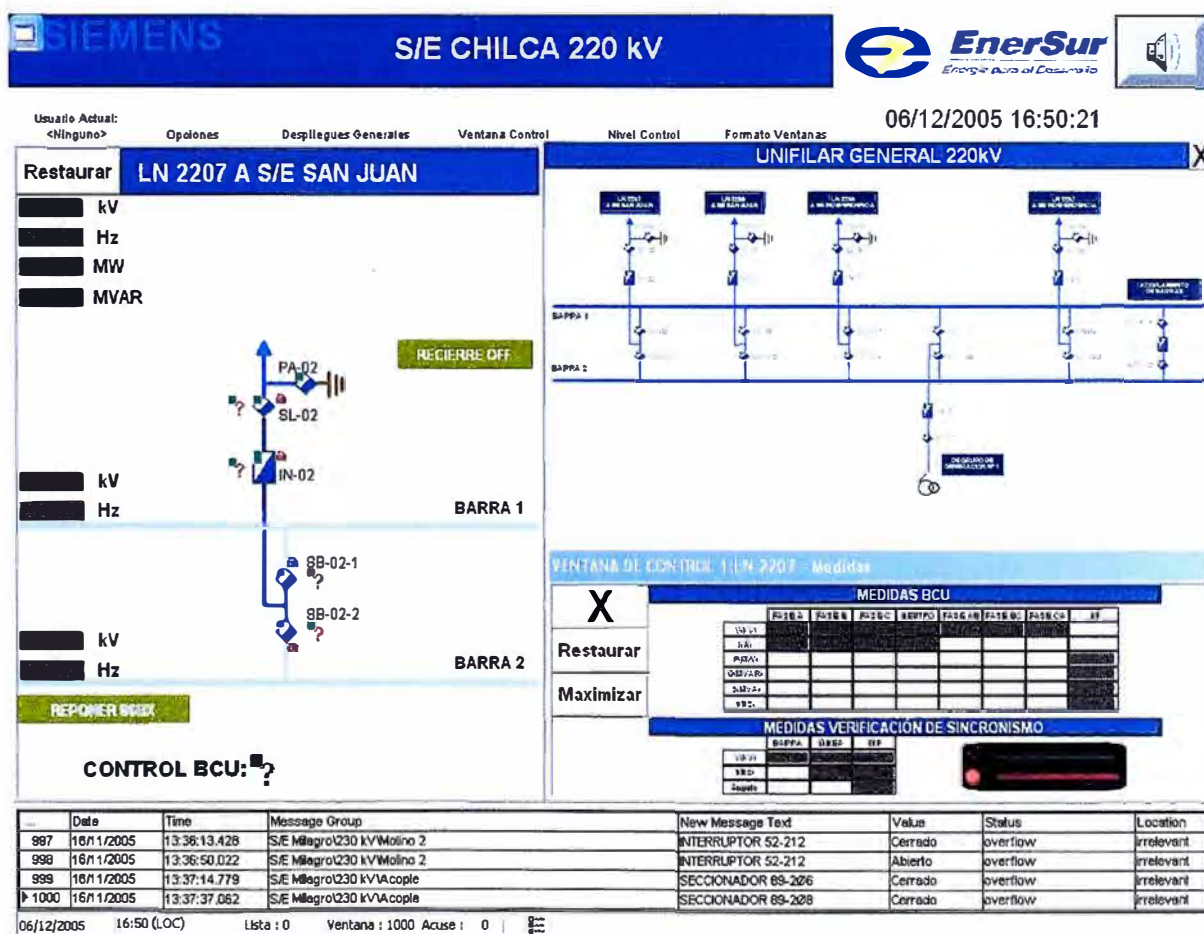


Fig. 1.4 Despliegue gráfico de la subestación mostrado por el SCADA local

A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad:

- Ordenar la operación de interruptores, cambiadores de toma, seccionadores motorizados de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación.  
A través de los SOE (secuencia de eventos) obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto o cualquier parte de la misma a través de los despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento como, por ejemplo, oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas sobre perturbaciones.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuenciación de eventos de todos los IEDs de la subestación.

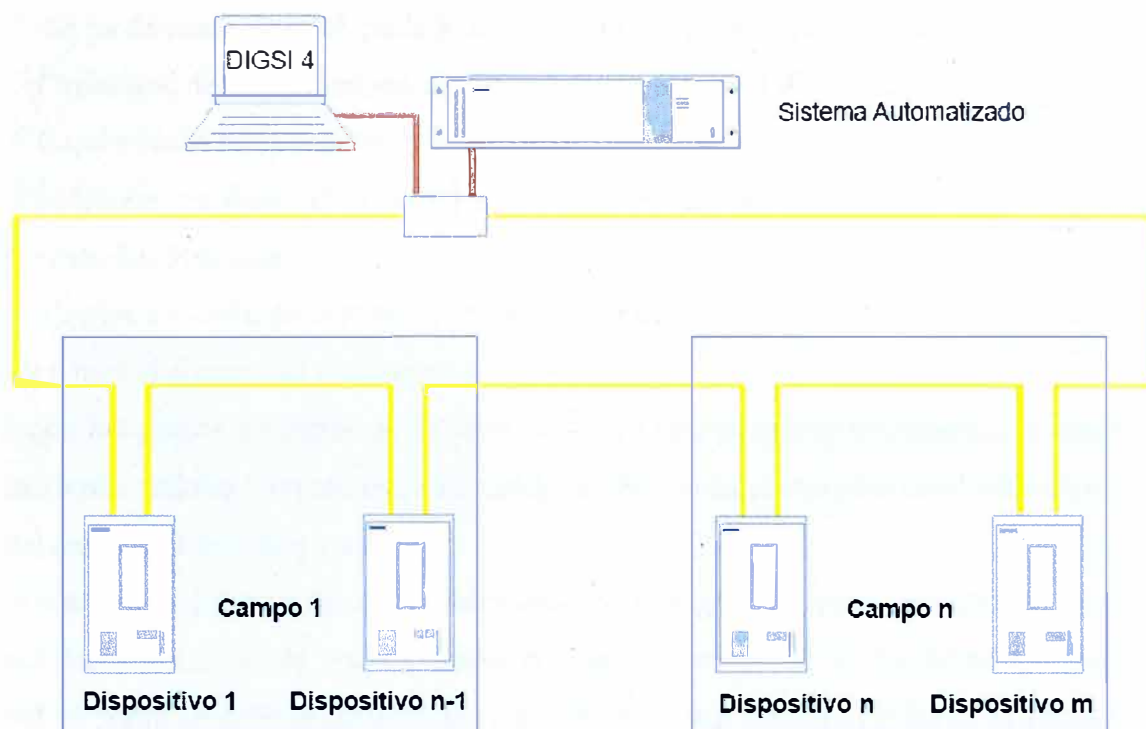
Además de esto, en el ámbito de control de la subestación, el SCADA local del sistema de control numérico puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, como por ejemplo: Transferencia de barras, programa de maniobras de transformadores, maniobras de líneas.
- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema de control numérico por pérdida de alimentación.
- Rechazo de carga cuando las condiciones establecidas se cumplan.

A través de los hubs de fibra óptica se realiza, físicamente, la red de datos local de la subestación (LAN).

Estas redes pueden ser del tipo estrella redundante, así como también el esquema del tipo anillo, entre los controladores de bahía y los equipos en el nivel de control de subestación, (Véase Fig. 1.5).

El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación, el gateway, y por los IEDs de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE).



**Fig. 1.5** Topología en anillo

### 1.5.4 Nivel de Centro de Control (Nivel 3)

Es el nivel conformado por el centro, o los centros de control remoto, tales como los centros de despacho de cargas regionales o nacionales.

El gateway de comunicaciones es utilizado para la comunicación con el centro, o los centros de control. De esta manera se puede realizar el control remoto de la subestación. Esto se logra a través de la transferencia de status, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dichas transferencia se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propietarios, tales como el DNP 3.0 ó el IEC 60870-5-101, que permitan fácil adaptación a futuras expansiones.

## 1.6 Características de los Sistemas de Control numérico

### 1.6.1 Ingeniería

En este tipo de sistemas de control, la ingeniería corresponde, en primer lugar, a la selección del esquema de control numérico aplicable a la subestación, esto sobre la base de las normas y estándares aplicable y las especificaciones técnicas particulares de la subestación.

En segundo lugar se deben seleccionar los equipos de protección, comunicación, automatización y control que integrarán el sistema.

Se ha de tener especial cuidado en seleccionar equipos que permitan:

- Capacidad de comunicación de datos de alta velocidad IED-IED.
- Capacidad I/O expandible.
- Múltiples entradas CT's y VT's con posibilidad de calcular parámetros eléctricos (entradas virtuales).

Comparativamente con los sistemas de control convencionales, la elaboración de los planos para el sistema es significativamente menor.

Ya que los planos de cableado se limitarán, en la mayor parte del sistema, a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos. Siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de bahía y campo.

Otro paso importante en la realización de la ingeniería para un proyecto de control numérico consiste en la programación del control, como tal, a los diferentes niveles. A nivel de bahía se debe programar la configuración para los controladores de bahía (lógica programada), enclavamientos, permisivos, alarmas y señalizaciones (SOE) a ser reportadas al SCADA local. A nivel de subestación se debe programar el control de todas las bahías y el reporte a su vez a los centros de control remotos (centros de despacho de carga).

### **1.6.2 Montaje**

En términos de montaje dentro de una subestación, para un sistema de control numérico, por cada bahía el número de gabinetes necesarios por celda se ve disminuido significativamente, ya que a lo sumo cada bahía va a necesitar un gabinete por celda, y un gabinete para la unidad controladora de bahía. Eliminandose aquellos gabinetes repletos de componentes electromecánicos o estáticos convencionales.

### **1.6.3 Cableado**

Esta integración reduce la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costos tanto de cableado como de espacio en la subestación.

Está actualmente establecido que uno de los principales objetivos para instalar un sistema de control numérico es la reducción de costos de cableado entre los diferentes equipos de patio y el nivel de estación.

### **1.6.4 Operación y Mantenimiento**

La labor de operación cuando se implementa un sistema de control numérico posee la diferencia con respecto al convencional, en que los equipos y tableros poseen relés con tecnología IEDs basada en microprocesadores que le brindan "inteligencia" y mayor

seguridad al momento de realizar las maniobras.

### **1.6.5 Puesta en servicio**

La puesta en servicio de subestaciones de alta tensión con sistemas de control numérico se realiza por una parte, en los equipos de alta tensión, tableros en caseta de relés, o caseta de mando, de igual manera que en las subestaciones con esquemas de control convencionales. Sin embargo, la verificación del cableado está limitada únicamente a la interconexión física entre el nivel de control de campo y el nivel de control de bahía. Por otra parte, se pone en servicio todo lo relacionado con la red de control de los niveles jerárquicos superiores (control de bahía y control de subestación), que fue definida específicamente para el esquema de control a ser implementado. Esto implica pruebas de comunicación, pruebas de operación de equipos, entre otras.

Al realizar la parte funcional, esta se puede llevar a cabo de una manera mucho más rápida que los esquemas convencionales, ya que en esta etapa el realizar pruebas sobre todos los elementos inteligentes ubicados en los niveles de control superiores, no implica la revisión del cableado hasta los equipos de patio.

## **CAPITULO II**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHILCA UNO 220KV**

#### **2.1 Descripción General del Sistema**

La configuración de la Subestación en 220kV es de doble Barra en donde se tienen las siguientes bahías:

- Línea 2101 Chilca REP =D2+WR02
- Línea 2102 Chilca REP =D3+WR03
- Grupo Generador 2 =D5+WR05
- Grupo Generador 1 =D7+WR07
- Línea Cantera =D9+WR09
- Acoplamiento de Barras =D10+WR10
- Grupo Generador 3 =D1+WR01 (Nueva bahía a integrar)

##### **2.1.1 Sistema de Control y Protección - Línea 2101 Chilca REP =D2+WR02**

- Protección diferencial de línea principal –F003 (7SD52 SIEMENS).
- Protección diferencial de línea respaldo –F004 (7SD52 SIEMENS).
- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).
- Contador de energía –P016 (ION-P8600).

##### **2.1.2 Sistema de Control y Protección - Línea 2102 Chilca REP =D3+WR03**

- Protección diferencial de línea principal –F003 (7SD52 SIEMENS).
- Protección diferencial de línea respaldo –F004 (7SD52 SIEMENS).
- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).
- Contador de energía –P026 (ION-P8600).

##### **2.1.3 Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 2 =D5+WR05**

- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).



- Mando Sincronizado –F015 (PSD02 SIEMENS).
- Contador de energía –P036 (ION-P8600)

#### **2.1.4 Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 1 =D7+WR07**

- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).
- Mando Sincronizado –F015 (PSD02 SIEMENS).
- Contador de energía –P046 (ION-P8600).

#### **2.1.5 Sistema de Control y Protección – Línea Cantera =D9+WR09**

- Protección distancia de línea principal –F003 (7SA61 SIEMENS).
- Protección distancia de línea respaldo –F004 (7SA61 SIEMENS).
- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).
- Contador de energía –P056 (ION-P8600).

#### **2.1.6 Sistema de Control y Protección – Acoplamiento de Barras =D10+WR10**

- Protección de Sobrecorriente y Verificación sincronismo –F003 (7SJ64 SIEMENS).
- Unidad Central diferencial de barras y falla interruptor –F006 (7SS522 SIEMENS).
- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).

#### **2.1.7 Sistema de Control y Protección – Grupo Generador 3 =D1+WR01**

Aquí se describe la integración de los equipos de control y protección de la nueva bahía Grupo Generador 3, hacia el sistema de SCADA Local SICAM PAS CHILCA 220kV ya existente.

Entre los equipos a integrarse tenemos:

- Unidad de campo diferencial de barras y falla interruptor –F016 (7SS523 SIEMENS).
- Controlador de campo –D001 (6MD66 SIEMENS).
- Mando Sincronizado –F015 (PSD02 SIEMENS).
- Contador de energía –P066 (ION-P8600).

Se suministrara un tablero de protección y control que será identificado como =D1+WR01 (Grupo generador 3), en el interior de este tablero se instalaran el 6MD66 y el 7SS523 y el ION P8600 se instalara en el Tablero de medidores de energía =D0+Q01 ya existente (Véase Fig. 2.1).

Los equipos de control y protección que se integran al sistema se conectaran por fibra óptica.

Antes de integrarse al sistema el 7SS523 y el 6MD66 deben tener cargado el firmware y la parametrización respectiva, para luego ser actualizados en el SICAM PAS y SICAM PAS CC.

Luego se procede a abrir un segmento de FO del anillo Ethernet, para la integración física del 6MD66.

Se propone abrir el segmento de FO que une los 6MD66 de los tableros =D3+WR03 y =D5+WR05.

Para cerrar el anillo se utilizará 2 PATCHCORD DE FO; uno que unirá el 6MD66 de la celda D5 y D1, y el otro unirá el 6MD66 de la celda D3 y D1.

El 7SS523 se conectará con FO a la Unidad Central 7SS522.

Se verificará que no existan problemas de comunicación y no exista indicación de falla de canal.

En el SICAM PAS se actualizarán todas las aplicaciones y en el IHM se observará la integración de los nuevos equipos.

Al verificar la correcta integración se realizarán las pruebas de control respectivas.



**Fig. 2.1** Tableros de Control-Protección y medida del nuevo Campo Grupo G3

### **2.1.8 Visión General del Sistema de Automatización (SAS)**

El sistema de automatización SIEMENS existente, está basado en el sistema SICAM PAS para el Nivel 2 y el sistema SIPROTEC 4 para el Nivel 1, los cuales conforman un sistema modular y abierto. Por su diseño modular, el sistema de automatización es escalable y expansible en la medida que se puede implementar en un rango amplio de tipos y tamaños de subestaciones con diferentes aplicaciones y requerimientos, y ser ampliado a la medida de las necesidades.

El sistema cumple con las tareas de:

- Adquisición y distribución de la información en tiempo real.
- Señalización local (Nivel 1 y Nivel 2) y remota (Nivel 3).
- Supervisión.
- Automatización.
- Control local y remoto.
- Control con enclavamientos.
- Control bajo secuencias de mando.
- Conexión centralizada mediante protocolos estándar (configuración Maestro/Esclavo) con equipos de protección, controladores de campo y estaciones esclavas.
- Conexión descentralizada mediante protocolos estándar (configuración Cliente/Servidor) con equipos de protección y controladores de campo.
- Registro y archivo de la información del proceso.
- Integración a otros sistemas mediante la plataforma OPC (Sistema abierto).

### **2.1.9 Descripción de los equipos numéricos de control y protección**

Los equipos SIPROTEC 4 pertenecen a la serie de equipos numéricos innovadores de SIEMENS, con tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.

El procesamiento de señales, totalmente numérico, ofrece alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios.

Las técnicas internas de filtrado digital y estabilización dinámica de los valores medidos aseguran un alto grado de seguridad en la determinación de las respuestas en las funciones de protección.

Los errores de los equipos son reconocidos e indicados rápidamente gracias a las rutinas de autosupervisión.

Los equipos SIPROTEC 4 pueden ser seleccionados con funciones de protección y control de forma separada o de forma integrada de acuerdo con la filosofía de protección y control a implementar en cada nivel de tensión dentro de la subestación.

De esta forma se tienen las siguientes opciones de equipos SIPROTEC 4:

- Funciones de protección y control en equipos independientes.
- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campo integrados en una sola unidad.

Teniendo en cuenta la filosofía de protección y control de ENERSUR, para la ampliación de la subestación Chilca 220kV, se ha previsto el suministro de equipos independientes para la protección y control de los campos de la subestación Chilca Uno 220kV.

Todos los equipos SIPROTEC son iguales en sus características generales como son:

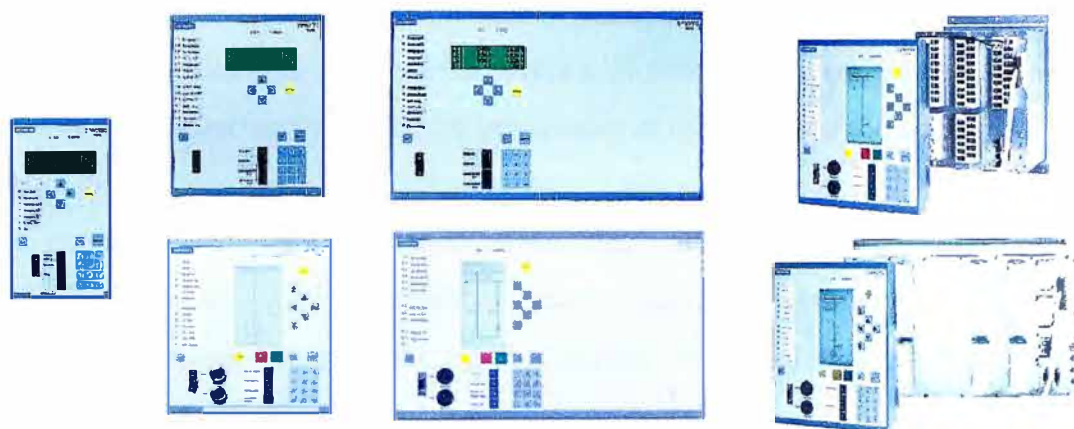
- Uniformidad en el diseño.
- Uniformidad en la estructura de hardware.
- Un mismo software.
- Uniformidad en el método de conexionado.

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones según:

- Principio de protección (Distancia, Diferencial, Sobrecorriente, etc.)
- Elemento a proteger (Línea, Transformador, Generador, Motor).
- Tipo de montaje.
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como recierre automático, comparación de señales, localizador de fallas, registrador de fallas, etc.

Dependiendo de las funciones y del número de salidas y entradas requeridas, los equipos de control y protección son suministrados en cajas con anchos de 1/6, 1/3, 1/2, y 1/1 del sistema de 19" pulgadas, con despliegue de cristal líquido de cuatro líneas o con mímico de la campo incluido, cuatro teclas funcionales frontales libremente programables, 7 ó 14 LED's libremente programables, dos LED's que indican el estado del equipos y selectores de dos posiciones con llave para el manejo del funcionamiento interno del equipo, uno puede ser para el bloqueo de enclavamientos a nivel lógico y el otro selector para el mando local – remoto.

La disposición general de los equipos numéricos de control y protección se muestra en la siguiente figura, (Véase Fig. 2.2).



**Fig. 2.2** Equipos numéricos de control y protección

Los equipos poseen de forma estándar una interfaz frontal para acceder mediante un computador con el software DIGSI 4.6 y realizar una parametrización local; y una interfaz posterior para la conexión a un sistema de sincronización de tiempo mediante señal IRIG-B o DCF77. Opcionalmente, los equipos cuentan con una o varias interfaces de servicio y una interfaz de sistema totalmente independientes entre sí. Las interfaces de servicio sirven para interconectar los equipos con sistemas de gestión de protecciones, otros equipos de control, otros equipos de protección como en el caso de la protección diferencial de línea, equipos de Teleprotección, unidades externas para lectura de temperatura o unidades externas de medidas análogas de 0-20 mA.

Las interfaces de sistema sirven para interconectar los equipos a un sistema de control y supervisión mediante un protocolo definido de comunicaciones, dentro de cuya gama se tienen disponibles los protocolos: IEC 870-5-103, IEC 61850, Profibus FMS, Profibus DP, DNP3.0, Modbus RTU.

Las interfaces de servicio y sistema adicionalmente son seleccionables entre eléctricas del tipo RS232, RS485, Ethernet 100BaseTX o interfaces ópticas tipo monomodo, multimodo o Ethernet 100BaseFX.

Los equipos de protección y control de esta subestación, operan sobre la base de principios numéricos de medida. Los valores análogos de medida de corriente y voltaje se desacoplan galvánicamente de los circuitos secundarios de la subestación mediante transductores de entrada. Después de un filtrado análogo, se lleva a cabo el muestreo y la conversión análoga – digital. El muestreo es, dependiendo de los distintos principios de funcionamiento, entre 12 y 20 muestras por período. En ciertos equipos se ajusta continuamente el tiempo de muestreo dependiendo de la frecuencia del sistema.

El principio de funcionamiento se basa en algoritmos de cálculo que utilizan las muestras de medidas análogas de corriente y voltaje. La existencia real de una falla se confirma mediante cálculos secuenciales previa a las reacciones o respuesta del equipo.

El comando de disparo se transfiere del procesador al relé de comando utilizando un canal de control dual.

El concepto de equipo numérico ofrece una variedad de ventajas, especialmente relacionadas con el alto nivel de seguridad, disponibilidad y uso amigable, tales como:

- Alta precisión en las medidas. La utilización de algoritmos adaptivos producen resultados precisos inclusive en condiciones problemáticas.
- Seguridad contra sobre y sub funcionamiento.

El sistema integrado de auto evaluación comprende las siguientes áreas:

- Entradas análogas.
- Sistema de microprocesador.
- Relés de comando.

Con este concepto se reduce el peligro de un mal funcionamiento del equipo debido a un error no detectado, con respecto a los sistemas convencionales. Adicionalmente, los servicios de mantenimientos cíclicos y preventivos se han convertido en obsoletos.

Los equipos numéricos están en la capacidad de manejar múltiples funciones adicionales propias de otros equipos, que anteriormente y en conjunto eran necesarias para un programa completo de protección y control. Un dispositivo numérico de protección compacto, por ejemplo, puede reemplazar un número determinado de dispositivos convencionales.

De acuerdo con esto, en el caso de equipos complejos, las funciones de operación se pueden activar o desactivar por medio de rutinas de configuración. Es posible maniobrar los contactos de entrada ó las alarmas lógicas internas hacia los LED's o hacia relés de alarma o relés de comando.

También es posible una aplicación flexible de acuerdo con los requerimientos específicos de la subestación, gracias a la extensiva maniobrabilidad y opciones de configuración que tienen los sistemas.

Todos los valores de configuración son guardados en EPROMS, de manera tal que las configuraciones no pueden ser eliminadas como resultado de una pérdida de alimentación. Los valores de configuración se acceden por medio de direcciones de 4 dígitos. Cada parámetro se puede acceder y modificar por medio del panel de operador o externamente

por medio de un computador conectado al equipo. No obstante, existe un sistema de claves que previene los cambios sin autorización. Los dispositivos permiten el almacenamiento de hasta cuatro juegos de configuraciones diferentes e independientes, las cuales se pueden activar de la misma forma que los valores de configuración.

La evaluación de eventos operacionales y fallas se ha simplificado con la utilización de la tecnología numérica en los sistemas de protección y control. En el caso de una falla en la red, todos los eventos así como los datos análogos de las medidas de voltaje y corriente son organizados y grabados como un buffer en anillo, en el cual, el último evento sobrescribe el registro más viejo.

Los siguientes tipos de memoria están disponibles en los equipos de control y protección:

- Memoria de evento operacional. Alarmas que no pueden ser asignadas directamente a una falla en la red (por ejemplo, alarmas de monitoreo, cambio de un valor de configuración, bloqueo de la función de recierre automático).
- Memoria de evento – falla. Alarmas que ocurren por fallas en la red (por ejemplo, comando de disparo, localización de falla, comando de recierre).
- Memoria de fallas para voltajes y corrientes.

Las etiquetas de tiempo adicionadas a los eventos, tienen una resolución de 1ms. La memoria de eventos operacionales, registro de falla y eventos está protegida contra una interrupción en el suministro de la alimentación por medio de una batería de respaldo.

La información del registro de fallas, eventos y operaciones, así como la configuración del equipo y el ajuste de las maniobras se puede acceder directamente en la interfaz del equipo ó por medio de un computador el cual tenga instalado el software DIGSI 4.6.

Para una operación directa del equipo por medio de un PC, se encuentra a disposición el software DIGSI, el cual tiene como plataforma a los sistemas operacionales WINDOWS 2000/XP.

Este software tiene las siguientes ventajas sobre la operación directa en la interfaz incluida en los equipos:

- Presentación y operación considerablemente más amigable.
- Listado y almacenamiento de todos los parámetros de configuración.
- Despliegue gráfico de todos los valores de configuración e información de fallas y eventos.

La operación desde el PC comprende las siguientes funciones:

- Adaptación a la instalación presente, configuración y maniobrabilidad

- Configuración de funciones de protección
- Configuración de funciones de control
- Lectura de operación e información de fallas.

Con la ayuda de la función de Configuración / Maniobrabilidad se pueden seleccionar las funciones adicionales que se desean activar, así como se puede maniobrar la interfaz del relé (entradas binarias, relés de alarma, contactos de salida).

La función de Configuración introduce los valores con los cuales se va a configurar el equipo, tales como zonas de alcance, tiempos de operación para todas las funciones, etc. Todos los parámetros se pueden almacenar inicialmente en un computador antes de ser transmitidos a los equipos. DIGSI almacena las configuraciones en archivos bajo los nombres de las subestaciones y bahías.

#### **2.1.10 Comunicaciones del Sistema**

Mediante las posibilidades de comunicación del sistema de automatización es posible crear los enlaces necesarios para el intercambio de información dentro del sistema y con los centros de control de nivel superior, IED's, controladores de campo y otros sistemas de base de datos de procesos de automatización.

Para las comunicaciones con centros de control de nivel superior están disponibles los siguientes protocolos:

- IEC 60870-5-101
- IEC 60870-5-104
- DNP V3.00
- OPC Server

Para las comunicaciones con IED's y controladores de campo están disponibles los siguientes protocolos:

- IEC 61850 sobre TCP/IP
- Profibus FMS
- Profibus DP
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-101
- DNP V3.00
- Modbus RTU
- OPC Client



Adicionalmente, el uso extensivo del protocolo TCP / IP permite la integración a los sistemas de comunicación con tecnología IT, como por ejemplo la utilización de los protocolos de aplicación Sntp, SNMP y RSTP.

Mediante la utilización del OPC Cliente puede el sistema SICAM PAS intercambiar datos con cualquier sistema con OPC Server, por ejemplo controladores para protocolos de otros fabricantes.

Mediante la utilización del OPC Server puede el sistema SICAM PAS intercambiar datos con cualquier aplicación de lectura de datos OPC Cliente, por ejemplo sistemas de visualización de datos de otros fabricantes.

Para las conexiones físicas se tienen disponibles interfaces en RS232, RS485 y Ethernet en 10/100BaseTX con cables tipo SFTP o Fibra Óptica 100BaseFX.

En la arquitectura del sistema existente esta en listado los protocolos que se usaron en la subestación Chilca Uno 220kV.

#### **2.1.11 Nivel 2**

El sistema SICAM PAS existente corresponde al sistema de automatización nivel 2 y como sistema de interfaz de usuario de nivel 2 y sistema de almacenamiento de datos históricos, se tiene instalado el software SICAM PAS CC en versión Run time en una estación de trabajo con una impresora local.

A este sistema existente se integraran equipos nuevos de control y protección que corresponde a la nueva bahía del Grupo Generador 3.

#### **2.1.12 Comunicaciones Nivel 2**

Conocemos que la red física de comunicaciones existente de Nivel 2 integra tanto a los diferentes equipos de Nivel 2 (SICAM SU, Estaciones de Interfaz de Usuario y Servidor Sntp) cómo a los equipos de Nivel 1 (BCU's y relés de protección).

Adicionalmente, esta red corresponde a una red LAN única a nivel de subestación, de campo y de proceso.

Esta red está basada en una plataforma de tecnología Ethernet Full Duplex con conexiones 10/100BaseTX y 100BaseFX en configuración redundante formada por enlaces de tipo anillo.

La integración de los nuevos equipos de control y protección que corresponde a la nueva bahía del Grupo Generador 3, se interconectaran entre sí mediante dos enlaces full duplex en fibra óptica formando una topología (redundante) en anillo.

#### **2.1.13 Nivel 1**

Este nivel está conformado por los controladores de campo (6MD66) relacionados cada uno con un campo de la subestación.

Para este informe se integrara al sistema un nuevo controlador de campo correspondiente a la nueva bahía Grupo Generador 3.

Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por el IED's de protección un relé 7SS523.

#### **2.1.14 Comunicaciones Nivel 1**

La red Ethernet existente conforma una red LAN única a nivel de subestación, de campo y de proceso, donde se integran directamente los equipos de Nivel 1 y Nivel 2. A través de esta misma red los equipos de Nivel 1 comparten información entre sí, de esta forma las funciones de control, operación y enclavamientos de Nivel 1 son independientes del Nivel 2. Estos enlaces se hacen mediante el protocolo IEC 61850. Cada controlador de campo posee dos interfaces full duplex 100BaseFX para integrarse directamente a la red Ethernet conformada por los subanillos.

#### **2.1.15 Nivel 0**

A éste nivel se encuentran los, equipos de alta tensión y los equipos de servicios auxiliares de la nueva bahía de Grupo Generador 3.

#### **2.1.16 Sistema de Sincronización de tiempo**

Conocemos que el sistema de sincronización de tiempo existente está conformado por un reloj maestro Hopf con despliegue local y teclado, que recibe señales de varios satélites del sistema GPS. El reloj maestro mediante una tarjeta de red LAN Ethernet 100BaseTX presta el servicio de Servidor SNTP (Simple Network Time Protocol) para la sincronización de tiempo de los clientes (SICAM SU, Estaciones de Interfaz de Usuario, Controladores de Campo e IED's de protección) a través de la red LAN Ethernet de la subestación.

Los nuevos equipos de control y protección se integraran al sistema de sincronización de tiempo ya existente.

## **2.2 Modos de Operación**

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

- Nivel 0: Patio.
- Nivel 1: Controlador de Campo
- Nivel 2: Estación de operación IU
- Nivel 3: Centro de Control.

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para operación, los niveles superiores a éste 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.

A continuación se describen en forma breve 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.

### **2.2.1 Nivel 0 (Patio)**

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo (Interruptor, Seccionador, Servicios Auxiliares).

Para el cambiador de tomas se tendrá directamente mando desde los mecanismos de operación ubicados en cada una de las unidades en el patio de la subestación, donde se encuentra un selector Local/Remoto que permite seleccionar este nivel de control.

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 Campo).
  - Nivel 2 (Estación de operación IU)
  - Nivel 3 (Centro de Control ENERSUR)

### **2.2.2 Nivel 1 (Controlador de Campo)**

Para el mando de los equipos de maniobra, esta subestación cuenta con la operación desde el panel frontal del controlador de campo.

El controlador de campo 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 campo.
- Remoto:
  - Operación desde el Nivel 2 (Estación de operación IU).
  - 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.

### **2.2.3 Nivel 2 (Estación de Operación IU)**

Este nivel corresponde al mando desde la estaciones de operario IU del sistema de automatización.

En estas estaciones se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

- Local: Operación desde la estación de operación.
- Remoto: Operación desde el Nivel 3 (Centro de Control).

### **2.2.4 Nivel 3 (Centro de Control ENERSUR)**

Modo seleccionado por defecto para las subestaciones desatendidas. Se habilita cuando el nivel 0 se encuentra en Remoto, el Nivel 1 en Remoto y la estación de operación de Nivel 2 en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo IEC60870-5-104 configurada en la SICAM SU.

## **2.3 Principios de Funcionamiento del Sistema de Control**

En este punto se describen los principios básicos de funcionamiento del sistema de automatización.

### **2.3.1 Nivel 1**

El sistema de control de Nivel 1 para la subestación CHILCA está conformado por controladores de campo 6MD66 pertenecientes a la serie de equipos numéricos de la familia SIPROTEC 4 de SIEMENS, especialmente diseñados para la protección y el

control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.

#### **a) Componentes de Hardware**

- **Controlador de campo 6MD664**

El controlador de campo 6MD664 tiene capacidad para 65 entradas binarias, 45 salidas de relé, 3 entradas de corriente y 4 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (0...20mA). Los controladores poseen interfaz gráfica de cristal líquido y teclado de operación en el panel frontal de la unidad. Se comunican con el sistema bajo un esquema cliente/servidor, donde el controlador de campo posee ambos roles.

- **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 2 o en cualquier otro campo. Los controladores de campo 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 SICAM SU para el posterior procesamiento y transmisión al centro de control y estación de operación IU de Nivel 2.
- Emisión de Comandos. Los controladores permiten la salida de comandos dados por el operador del centro de control, estación de operación IU de Nivel 2 y localmente desde el teclado en el propio controlador de campo. Para que el comando se ejecute se verifican primero en el equipo los enclavamientos programados para la operación deseada. Solo si se cumplen estos enclavamientos el mando es realizado.
- Puerto de comunicación con el sistema. Los controladores de campo cuentan con dos puertos de comunicación Ethernet 100BaseFX Full Duplex (esquema redundante) para la conexión a la red LAN de la subestación. El protocolo de comunicación utilizado por los controladores de campo para la integración al sistema de control es el IEC61850. Los controladores actúan como servidores en esta red en la medida que ponen a disposición su base de datos con la información procesada adquirida y actúan como clientes en la medida en que solicitan información de otros controladores de campo o IED's. La red LAN de la subestación se utiliza adicionalmente para hacer la sincronización de tiempo y gestión centralizada de los controladores de campo e IED's

SIPROTEC 4 en general.

- Buffer de datos. Se cuenta con un buffer local de eventos en cada controlador de campo. Este buffer es tipo FIFO, y almacena los últimos 200 eventos. Los datos adquiridos son enviados inmediatamente al sistema de control numérico SICAM PAS, 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.

- Comunicación entre controladores. Los controladores de campo comparten información predeterminada entre un controlador y otro, por ejemplo información relevante para los enclavamientos y secuencias. La comunicación entre equipos se hace a través de la red LAN Ethernet del sistema utilizando el protocolo IEC61850, en particular utilizando el servicio de comunicación GOOSE mediante el cual es posible transmitir con prioridad en formato multicast la información relacionada a los enclavamientos y secuencias.

- **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 servidores de la red IEC61850.
- Comunicación con clientes de la red IEC61850.
- Rutinas de auto-interrogación.
- Cálculo de valores de medida derivados, p.e. potencia activa y potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia.
- Enclavamientos del campo.

- Capacidad de operación independiente del Nivel 2.
- Almacenamiento de los últimos 200 eventos y alarmas con estampa de tiempo.

- **Componentes**

Los controladores están provistos con:

- Entradas de CT y PT.
- Entradas de transductor (0...20mA).
- Interfaz serial frontal para comunicación con el DIGSI4.
- Interfaz de sistema, conformada por dos puertos Ethernet 100BaseFX Full Duplex.
- Panel frontal de operación, (Véase Fig. 2.3).

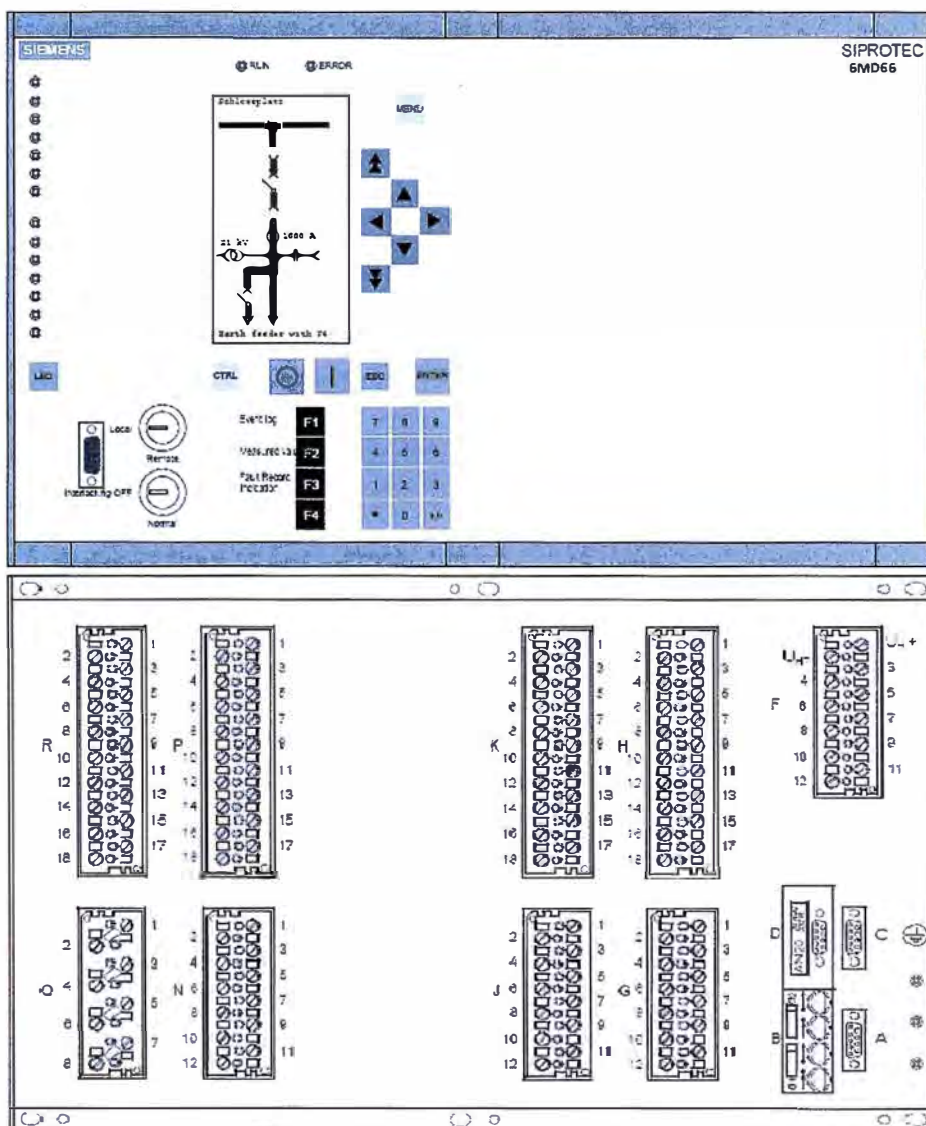


Fig. 2.3 Controlador de Campo 6MD66

- **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.

- **Uso de baterías en los controladores de campo**

El Controlador de Campo 6MD664 (así como también el relé 7SS523) 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 Controlador de Campo 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" (falla en batería) es reportada en el sistema en caso que se requiera cambio de la batería (esto no debe ocurrir antes de 10 años de funcionamiento).

- **Sincronización de Tiempo**

El tiempo de todos los IED's 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 (precisión de +/- 1 ms), independiente del IED del cual se esté tomando la información.

Los IED's SIPROTEC pueden ser sincronizados por diferentes métodos:

- A través del protocolo SNTP.
- 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 campo así como todos los IED's conectados a la red LAN de la subestación se utilizará el protocolo SNTP para la sincronización del tiempo de los equipos.

El origen será un reloj maestro receptor de señales GPS Hopf el cual cuenta con una antena receptora de la señal de los satélites. El reloj maestro mediante una tarjeta de red LAN Ethernet 100BaseTX presta el servicio de Servidor SNTP (Simple Network Time Protocol) para la sincronización de tiempo de los clientes (SICAM SU, Estaciones de Interfaz de Usuario, Controladores de Campo e IED de protección) a través de la red LAN Ethernet de la subestación (puerto de sistema de los equipos instalados).

- **Tolerancia del reloj interno de los IED's**

Los equipos de control y protección existentes 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 100ppm (0.01%); esto quiere decir que se tendría una desviación de máximo 360ms en una hora.

Sin embargo, 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 maestro HOPF 6870, cuya máxima desviación garantizada es de 0,1 ppm (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 de control y protección 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.

## **b) Componentes del Software**

### **• Digsig 4**

El programa DIGSI 4 es el programa básico para configuración de los controladores de campo y de los relés de protección instalados en la subestación.

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

La conexión del DIGSI a los IED's y controladores de campo se puede realizar de las siguientes maneras:

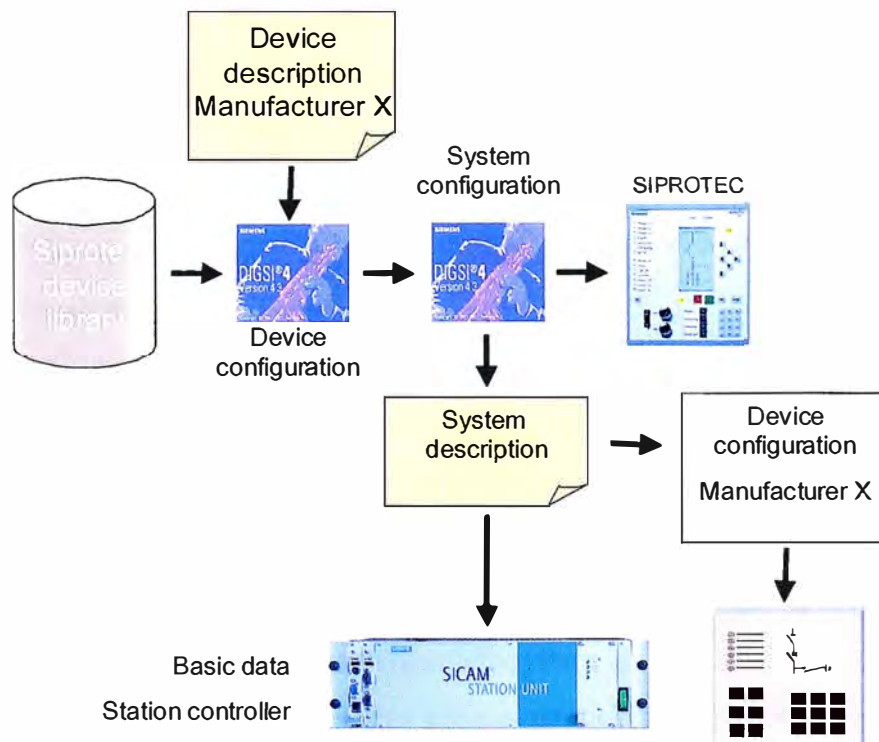
- En forma local, mediante conexión serial directa entre un computador con DIGSI y el puerto frontal del relé de protección o controlador de campo.
- En forma local centralizada, mediante el computador de gestión local instalado en la red LAN de la subestación.
- En forma remota, a través del sistema de gestión remoto. (Enlace remoto con el computador local de gestión de la subestación, a través del servicio Remote Desktop de Windows XP).

La norma IEC61850 define unos procedimientos y un formato de archivos para la parametrización de los controladores de campo e IED's, y poder así asegurar la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes sobre una misma red. El software DIGSI cumple con este esquema de programación y genera los archivos estandarizados (ICD, SCD y CID) en formato (XML) según lo solicitado por la norma.

El módulo Device Configuration del DIGSI lee los archivos con la descripción típica de los IED's y controladores de campo. Para los equipos SIPROTEC 4, estos archivos se toman de la librería incluida en el DIGSI, para equipos de otros fabricantes, se toman los archivos de descripción típica en formato XML proporcionado por el fabricante del equipo.

El módulo Device Configuration permite crear los ajustes particulares sobre cada equipo SIPROTEC 4, (para los equipos de otros fabricantes, este módulo solo configura las opciones de datos que el IED va a compartir o leer de la red IEC61850, la programación de las funciones específicas del equipo deben ser parametrizadas con el software del fabricante). El módulo Device Configurator crea los archivos ICD (IED Configuration Description) los cuales contienen los datos específicos de cada IED que participa en la red. Este archivo es leído por la aplicación de configuración de sistema, esta aplicación está formada por un módulo del DIGSI denominado System Configurator. Esta aplicación crea los parámetros completos de comunicación del sistema y genera un archivo en formato estándar (XML) denominado SCD (System Configuration Description) este archivo es requerido por las aplicaciones de cada fabricante para cargar los ajustes de conectividad a cada IED. El software DIGSI toma este archivo automáticamente y descarga los ajustes a los IED's y Controladores de Campo.

El sistema SICAM PAS toma el archivo SCD para cargar y configurar la base de datos del sistema de forma directa, (Véase Fig. 2.4).



**Fig. 2.4** Configuración de IEDs a través de DIGSI4

### c) Adquisición de datos y comandos

El sistema de automatización interactúa con el proceso a través de los controladores

de campo y de los relés de protección.

Bajo una estructura cliente / servidor estos equipos comparten y solicitan la información del proceso.

Los tipos de señales manejados son:

- Indicación sencilla (SP). Tiene sentido en los valores ON y OFF. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- Indicación sencilla transitoria (SP\_F). Solo tiene sentido en el valor ON. Su adquisición se realiza a través de una entrada binaria.
- Indicación doble (DP). Su adquisición se realiza a través de dos entradas binarias.
- Indicación binaria (BP8) de 8 bits.
- Valor análogo (MC\_NC). Punto flotante.
- Valor análogo (MC\_NA). Normalizado.
- Valor análogo (MVMV). Valores de energía.
- Indicación sencilla (IntSP). Tiene sentido en los valores ON y OFF. Es generada internamente por el equipo, a través de las funciones CFC's.
- Comando simple. Puede ser con retroaviso (CF\_S) o sin retroaviso (C\_S).
- Comando doble. Puede ser con retroaviso (CF\_D2) o sin retroaviso (C\_D2).
- Comando doble con contactos dobles. Puede ser con retroaviso (CF\_D4) o sin retroaviso (C\_D4).
- Comando lógico para cambio de una indicación sencilla (SP\_PER). Por ejemplo, para habilitar o deshabilitar el telecontrol de un campo.

Las señales digitales son adquiridas mediante los módulos de entradas digitales incluidos en los controladores de campo e IED's de protección. Estas señales binarias llevan una marcación desde origen (es decir el equipo que las adquiere es el encargado de hacer la marcación) de la fecha y hora de la ocurrencia de cada evento con resolución de 1 ms y una precisión de +/- 1ms. La base de tiempo utilizada para la sincronización de tiempo es el sistema SNTP descrito anteriormente. Para las señales dobles (DP) el sistema verifica el estado complementario de estas señales para establecer la validez de la posición de los equipos.

La adquisición de las variables eléctricas se hace directamente conectando los transformadores de tensión y corriente al controlador de campo y relés de protección. El equipo realiza las funciones de verificación, filtro, ajuste de escala y conversión a unidades

de ingeniería, además de generar alarmas por violación de límites ajustables (alto, muy alto, bajo, muy bajo). Adicionalmente los controladores de campo poseen módulos de entradas analógicas para la adquisición de señales de corriente de hasta 20mA y los relés de protección poseen interfaces de comunicaciones serial (RS485) para la comunicación con un módulo concentrador de señales de temperatura procedentes de sondas tipo PT100.

Los comandos generados por el sistema de automatización son emitidos al proceso mediante módulos de salidas digitales que poseen tanto los controladores de campo como los relés. El sistema utiliza en sus interfaces de usuario de los niveles 1 y 2 el procedimiento de “seleccionar antes de operar” para dar las ordenes hacia el proceso y reporta al operador sobre los comandos ejecutados las siguientes funciones de supervisión:

- Verificación de la validez del origen del comando según el nivel de control seleccionado.
- Retro aviso de la ejecución positiva o negativa de los comandos.
- Registro de ejecución de comandos en la base de datos histórica del sistema.

#### **d) Enclavamientos**

Esta función evalúa el estado (abierto/cerrado) de todos los equipos de maniobra involucrados en cada operación, así como otras condiciones.

Una vez se cumplen las condiciones de operación, se habilita la emisión del comando correspondiente proveniente de los niveles 1, 2 o 3.

En el IU de la estación de operación se tiene un despliegue donde se muestra gráficamente con compuertas lógicas y mediante animación en colores las condiciones de enclavamientos para cada equipo y maniobra. De igual forma se genera una alarma cuando se intenta dar un comando sin que se hayan cumplido las condiciones dadas.

Las funciones de enclavamiento se hacen a Nivel 1 utilizando las características de programación y comunicación que tienen los controladores de campo y los IED's de protección. Cada controlador de campo adquiere en tiempo real a través de la red LAN de la subestación toda la información de otros controladores de campo, IED's de protección y SICAM SU que requiera para evaluar la función de enclavamientos. Este tipo de información es enviado a través de la red LAN mediante un servicio del protocolo IEC 61850, denominado GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), el cual utiliza una característica de la red Ethernet para enviar telegramas con prioridad. Con esto se logra la transmisión efectiva en tiempo real de información de enclavamientos aún en condiciones de congestión en la red. En el caso que un controlador no pueda evaluar la

función de enclavamientos para una maniobra debido a una falla en las comunicaciones o por encontrarse fuera de servicio algún elemento que tenga información sobre una condición del enclavamiento para la maniobra, el mando sobre el equipo es inhabilitado por el controlador de campo.

#### **e) Comunicaciones**

Los controladores de campo se integran directamente a la red LAN redundante (conexión en anillo) de la subestación mediante los dos puertos ópticos Ethernet 100BaseFX Full Duplex. Ya que los controladores manejan el protocolo RSTP estos participan activamente en el procedimiento de administración de la redundancia a través de la conexión en anillo. Los controladores de campo tienen las funciones de servidor y cliente de datos para la red IEC61850. La función de sincronización se hace mediante el protocolo SNTP utilizando la red LAN de la subestación, los controladores de campo actúan como clientes de este servicio. La comunicación entre controladores de campo e IED's de protección se hace a través de la misma red LAN de la subestación y utiliza los servicios respectivos (por ejemplo GOOSE) del protocolo IEC61850. La gestión de los controladores de campo se hace a través de la estación local de gestión mediante una conexión DIGSI sobre TCP/IP y utiliza la misma red LAN de la subestación. La gestión remota se logra mediante el enlace remoto a la estación de gestión local.

#### **f) Autochequeo y Autodiagnóstico**

Los controladores tienen funciones de auto verificación y autodiagnóstico que reportan las fallas al sistema, ante la detección de un error de hardware o software, o la falla en un canal de comunicaciones. En caso de errores severos los controladores generan una alarma local (LED) y operan un contacto de vida, el cual es cableado a un controlador de campo adyacente para notificar al sistema el estado de fuera de servicio del controlador. Mediante alarmas y animación en el despliegue "Arquitectura del Sistema" se muestra en la estación de operación de Nivel 2 el estado de los equipos y sus componentes principales.

#### **g) Interfaz de usuario de Nivel 1**

La interfaz de usuario de Nivel 1 está dada por el panel de operación incluido en los controladores de subestación. Este panel es del tipo electrónico con pantalla de cristal líquido. En él se puede representar gráficamente un mímico del campo para control o supervisión, desplegar la lista de los últimos 200 eventos registrados por el controlador, mostrar la lista de alarmas activas o presentes, presentar valor análogos primarios, entre otros despliegues. El panel de operación incluye botones de navegación por el mímico y

botones de control para el comando sobre los equipos de maniobra. Posee adicionalmente un selector con llave para la selección del modo Local/Remoto del controlador, y otro selector para la selección del modo Con Enclavamientos/Sin Enclavamientos. Si este último selector se coloca en la posición “Con Enclavamientos” todos los mandos dados desde cualquier nivel de control sobre este controlador serán sometidos a verificación de enclavamientos para su liberación. Si por el contrario el selector se encuentra en posición Sin Enclavamientos los mandos dados desde Nivel 1 (panel frontal de la unidad) se ejecutarán con verificación de enclavamientos mínimos o sin verificación de enclavamientos. Por seguridad las operaciones dadas desde niveles superiores (2 y 3) siempre son sometidas a verificación total de enclavamientos. Los enclavamientos mínimos de cada campo serán programados de acuerdo a la filosofía de control de la subestación.

### **2.3.2 Nivel 2**

El sistema de control de Nivel 2 existente , para la subestación Chilca Uno 220kV, está basado en el sistema de automatización SICAM PAS conformado por el software SICAM PAS “Full Server” como base de datos relacional en tiempo real e interfaz de datos.

Adicionalmente el software SICAM PAS CC es la interfaz de usuario y base de datos histórica del sistema. Este software se tiene instalado en la interfaz de usuario de Nivel 2. La red LAN existente de la subestación está montada sobre una plataforma Ethernet conformada por switches RUGGEDCOM, sobre esta red van los servicios de IEC61850, SNTP para sincronización de tiempo, gestión de protecciones y enlaces seriales virtuales para la conexión en IEC870-5-104 al COES, y para la gestión en DIGSI. Como servidor de tiempo integrado en la red LAN de la subestación se tiene un reloj maestro con funciones de Servidor SNTP. Para la gestión centralizada y como gateway para la gestión remota se tiene una estación local de gestión integrada a la red LAN de la subestación.

#### **a) SICAM PAS UI – Configuration**

Esta aplicación es la encargada de realizar la configuración y parametrización del sistema. Para la integración del nuevo campo se configura y parametriza la base de datos de los nuevos equipos de control y protección de la nueva bahía Grupo Generador 3. La configuración se puede hacer sobre la base de datos existente, en ejecución (Online) o se puede descargar la configuración en otro PC, realizar los cambios fuera de línea, para luego descargar el proyecto configurado nuevamente en la SICAM SU.

Mediante funciones de importación y exportación es posible intercambiar datos de configuración.

Esto minimiza los costos y errores durante la etapa de configuración y parametrización del sistema.

La validez de los ajustes es verificada inmediatamente son escritos en el sistema, y el sistema presenta ante cada parámetro los valores posibles o rangos.

SICAM PAS UI – Configuration estructura la parametrización en pasos claramente definidos, cada uno representado en una pantalla específica:

- Configuración.
- Funciones de Enlace (Mapeo).
- Topología.
- Formatos (Modelos).

Para el intercambio de archivos de configuración en el sistema SICAM PAS UI – Configuration es posible importar archivos de los nuevos equipos de control y protección (6MD66, un relé 7SS523) de la nueva bahía Grupo Generador 3.

Los nuevos datos configurados que requieran ser mostrados en sistema de visualización SICAM PAS CC, son exportados en formato PXD. Este archivo de configuración es importado por el SICAM PAS Wizard del software SICAM PAS CC y es usado para la generación de la interfaz de usuario.

#### **b) SICAM PAS CC**

En el sistema SICAM PAS, el software SICAM PAS CC importara la nueva base de datos del SICAM Pas (valores análogos y de medida, registro de alarmas, administración de tags), para luego configurar la arquitectura, diagrama unifilar y grafico de medición para los nuevos equipos a integrar al sistema.

Y luego realizar la tarea específica como:

- Ejecución de comandos utilizando el principio de “seleccionar antes de operar”.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de eventos.
- Generación de reportes.

#### **c) Supervisión de la red LAN**

El nuevo controlador de campo y los IED's mediante sus funciones de autodiagnóstico y autochequeo, suministrarán información acerca del estado de los puertos de comunicación con la red LAN.



## **2.4 Principios de Funcionamiento del Sistema de Protección**

La filosofía de protección implementada por bahía, determina el uso de equipos independientes para la protección y el registro de fallas principalmente, para establecer la selectividad, confiabilidad y seguridad necesarias en el sistema de protecciones, con el fin de asegurar la mayor disponibilidad del sistema de transmisión.

La subestación “Chilca Uno 220kV” está compuesta por un patio a 220kV con configuración de doble barra. En el patio de 220kV se ampliara a la subestación existente un campo de transformador llamado bahía del Grupo Generador 3.

La protección existente del sistema de doble barra de la subestación Chilca Uno 220kV, dispone de un sistema de protección totalmente selectivo ó unitario, conformado por seis Unidades de Bahía diferencial de Barras existentes y se integrara una nueva unidad de bahía, que estarán conectadas por fibra óptica a una unidad central para la protección diferencial de barras (87B), donde se integra la lógica necesaria de acuerdo a la posición de los seccionadores. Así mismo, se habilitara la función de falla de interruptor (50BF), como protección de respaldo.

Para el proyecto se implementarán los siguientes protocolos de comunicación con el sistema de control:

El IEC 61850 para integrar el nuevo 6MD664 al anillo existente.

### **2.4.1 Sistema de Protección del Nuevo Campo de grupo generador 3**

Este sistema de protección está compuesto por el siguiente equipamiento:

Una unidad de bahía perteneciente al relé diferencial de barras de 220kV con función de protección de falla interruptor de tres etapas, 7SS523. Este equipo cuenta con 20 entradas binarias, 6 salidas de comando y 2 contactos de alarma o eventos. A esta unidad de bahía se encuentra asociada un bloque de prueba externo 7XV7501-0CA00.

## **2.5 Comunicaciones y Protocolos**

### **2.5.1 IEC 61850**

Para la integración de los nuevos equipos de protección y control correspondiente a la nueva bahía Grupo de Generación 3, se utilizara la norma IEC 61850 (Communication Networks and Systems in Substations).

Esta norma nos ofrece soluciones a los requerimientos de los modernos sistemas de automatización de los sistemas de potencia, en la medida que permite integrar en una sola red y protocolo, los distintos niveles de la subestación (nivel de proceso, nivel de campo, nivel de estación) y permite la integración de forma estándar de equipos de diferentes

fabricantes, reduciendo la necesidad de utilizar convertidores de protocolo. Adicionalmente cumple con los requerimientos de flexibilidad ya que bajo la norma permitirá en un futuro implementar nuevas funciones que hasta la fecha no han sido desarrolladas y permite incorporar actualizaciones tecnológicas en el área de las comunicaciones.

### **2.5.2 Arquitectura de la red Ethernet**

La arquitectura redundante de red ya existente, está conformada por redes en conexión tipo anillo (en fibra óptica). Con esta configuración se logra una alta disponibilidad en las redes de comunicación, ya que ante la falla de un camino, la transmisión de datos se reconfigura para utilizar el otro camino del anillo aún disponible. Por cada anillo de la red es posible la ruptura en un camino sin la pérdida de comunicación. Por lo anterior, al integrar los nuevos equipos de protección y control al sistema existente, no habría problemas en la transmisión de datos, (Véase Fig. 2.5).

### **2.6 Definiciones de Abreviaturas**

- 6MD6\*: Referencia de los BCU's de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto. Se utilizarán varias referencias según el campo en el que se utilicen.
- 7SS52\*: Referencia de los relés de protección diferencial de barras de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- BCU: (Bay Control Unit). Terminó utilizado para designar una Unidad de Control de Campo o Bahía.
- CFC: (Continuous Function Chart). Editor gráfico que permite configurar un programa usando bloques prefabricados.
- DIGSI: Software utilizado para la gestión de los IED's de la serie SIPROTEC de SIEMENS.
- IEC: (International Electrotechnical Commission).
- IED: (Intelligent Electronic Device).
- IU: (Interface Unit). Estación de Operación.
- LAN: (Local Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos dentro de un área limitado.
- LED: (Light Emitting Diode).
- SICAM: (Siemens Integration of Control And Monitoring). Serie de equipos y tecnologías desarrolladas por Siemens para el control y automatización de subestaciones.

# Sistema de Control y Protección SICAM PAS CHILCA 220 KV

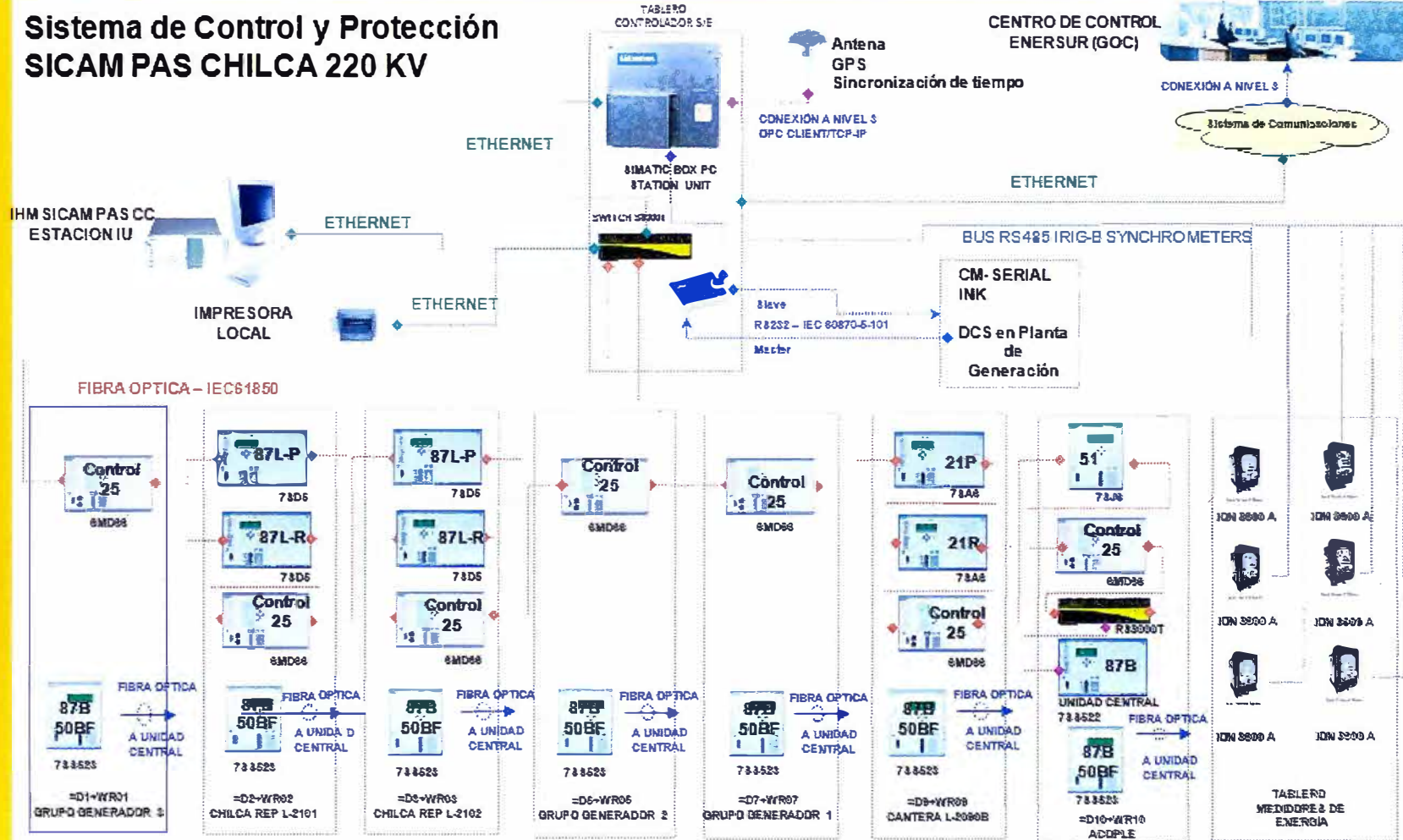


Fig. 2.5 Arquitectura General del Sistema de Control y Protección

- SICAM PAS: Sistema Siemens de última generación para la automatización de subestaciones eléctricas.
- SICAM PAS CC: software en el que está basada la interfaz de usuario IU de Nivel 2 del sistema de control SICAM PAS.
- SICAM SU: Controlador de Subestación de la serie SICAM.
- SIPROTEC: (Siemens Protection Technology): Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la protección de sistemas de potencia.
- SU: (Station Unit). Controlador de Subestación.
- TCP: (Transmission Control Protocol). Protocolo usado en conjunto con el IP que establece la conexión de la estación durante la transferencia de datos y verifica la integridad de los datos y la secuencia de los paquetes.

## **CAPITULO III**

### **DETERMINACIÓN DE LOS EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3**

#### **3.1 Generalidades**

Para determinar los equipos de control y protección de esta nueva bahía a integrar se tiene que tener en cuenta la configuración actual de la Subestación Chilca Uno 220kV, la cantidad de equipos de Patio de esta nueva Bahía, así como también la filosofía de control y protección existente.

#### **3.2 Configuración y Equipamiento de Patio 220kV**

Como ya se menciona en el Capítulo II, la configuración actual de la Subestación Chilca Uno es doble barra con interruptor de Acople.

El equipamiento de patio es del típico de una Bahía en configuración doble barra, se describen a continuación los equipos de patio del nuevo campo grupo generador 3.

##### **3.2.1 Interruptor de Potencia (+1551)**

Es del tipo uni-tripolar para intemperie, con gas SF<sub>6</sub> (Hexafloruro de Azufre) como medio aislante y extintor. Se acciona mediante un sistema de acumuladores de energía por muelle por cada polo.

Con las siguientes características:

- Una bobina de cierre, una bobina de disparo 1 y una bobina de disparo 2 por cada polo.
- Señal de baja presión SF<sub>6</sub>.
- Señal de disparo por discrepancia de polos.
- Señal falla mecanismo de operación.
- Selector Local – Remoto.
- Contactos auxiliares de posición.

##### **3.2.2 Seccionador de Barra 1 (+1531)**

Es del tipo motorizado con apertura central, con las siguientes características:

- Una bobina de cierre y una bobina de apertura.
- Selector Local – Remoto.

- Señal falla mecanismo de operación.
- Mando eléctrico y mando manual mecánico.
- Contactos auxiliares de posición.

### **3.2.3 Seccionador de Barra 2 (+1532)**

Es del tipo motorizado con apertura central, con las siguientes características:

- Una bobina de cierre y una bobina de apertura.
- Selector Local – Remoto.
- Señal falla mecanismo de operación.
- Mando eléctrico y mando manual mecánico.
- Contactos auxiliares de posición.

### **3.2.4 Seccionador de Línea (+1521)**

Es del tipo motorizado con apertura central, con las siguientes características:

- Una bobina de cierre y una bobina de apertura.
- Selector Local – Remoto.
- Señal falla mecanismo de operación.
- Mando eléctrico y mando manual mecánico.
- Contactos auxiliares de posición.

### **3.2.5 Cuchilla de puesta a tierra (+1501)**

Es de apertura vertical y enclavamiento mecánico con el seccionador de línea, con las siguientes características:

- Mando manual mecánico.
- Bobina de enclavamiento para mando manual.
- Contactos auxiliares de posición.

### **3.2.6 Transformador de Corriente (+TI01)**

Con las siguientes características:

- Un núcleo de medida 1S1-1S2 ,de CT: 630/1A, clase: 0.2 y burden: 10VA.
- Tres núcleos de protección 2S1-2S2, 3S1-3S2, 4S1-4S2, de CT: 630/A, clase: 5P20 y burden: 10VA.

### **3.2.7 Transformador de Tensión (+TT01)**

Con las siguientes características:

- Un núcleo de medida de PT:  $110/\sqrt{3}$ , clase: 0.2 y burden: 30VA.
- Un núcleo de protección de PT:  $110/\sqrt{3}$ , clase: 3P y burden: 30VA.

- Señal de falla tensión de N1 y N2.

### 3.3 Determinación de los equipos de control y protección

Teniendo en cuenta el equipamiento de patio del nuevo campo de grupo generador 3 descrito en el punto anterior y la configuración de doble barra de la subestación se instalara un nuevo Tablero de control y protección con designación =D1+WR01 donde se ubicaran los equipos de control y protección, (ver ANEXO A).

#### 3.3.1 Unidad de Control y Adquisición de datos en 220kV

Esta unidad se utiliza en las líneas de 220kV, ya que es una unidad para alto voltaje. Cada una de ellas se encuentra asociada a un tramo, por ende cada una tiene las corrientes y voltajes de medición, señales, control y mando de los equipos asociados a ese campo. La posición, disparos, alarmas, fallas (de alimentación o del equipo en sí), control local o remoto de los interruptores, seccionadores y cuchillas de puesta a tierra, las fallas en los circuitos de iluminación, calefacción y toma asociadas al tablero, fallas en el TP o CT del tramo, falla de equipos de comunicación asociados al tablero, señal de activación (posición del selector de prueba) de ensayos en equipos de protección y fallas en los circuitos de disparo, son las principales entradas digitales que recibe la unidad de adquisición de datos. Por otra parte, esta unidad también posee control y mando sobre los equipos, por lo tanto es posible realizar apertura y cierre de interruptores y seccionadores, si el equipo verifica que los enclavamientos obligatorios para la orden dada se cumplen.

Es por ello que la operación de la subestación desde estos equipos es bastante sencilla y confiable.



**Fig. 3.1** 6MD66 - Unidad controladora de bahía

Dicho esto se determina que el controlador para la nueva bahía de grupo generador 3, debe ser con display grafico, con 65 entradas digitales por la cantidad de señales a llevar de

todos los equipos de maniobra y dispositivos de protección, 42 salidas digitales de 1 polo, 3 salidas digitales de potencial común por la cantidad de equipos de maniobra a comandar, adicionalmente 3 entradas de corriente y 4 entradas de tensión para la medidas de Potencia activa, reactiva, corriente, tensión y verificación de sincronismo.

El equipo seleccionado es tipo 6MD664 de la marca SIEMENS, (Véase Fig. 3.1).

### **3.3.2 Protección Diferencial de Barras y Falla Interruptor**

Actualmente la protección diferencial de barras (87B) existente el del tipo distribuida con una Unidad central encargada de la función de protección y la lógica de selección por zonas habilitadas por los seccionadores de barra, y seis unidades de bahía diferencial de barras ubicadas cada una en los diferentes tableros de control y protección donde llegan las corrientes de cada bahía respectivamente y la posición de los seccionadores de barras, conectadas por fibra óptica a la unidad central.

De acuerdo a la configuración de la subestación esta protección diferencial protege desde el transformador de corriente hasta la barra.

Adicionalmente este equipo tiene la protección falla interruptor (50BF).

La configuración de los parámetros en el equipo con la función falla interruptor (50BF) es una protección de respaldo que se encuentra asociada a la posible situación que el interruptor encargado de despejar la falla no pueda realizado ya sea por fallas mecánicas o por fallas eléctricas. Esta función 50BF es una protección obligatoria en cualquier tipo de subestación. Al momento que el equipo da la orden de apertura del interruptor asociado a la falla, esta misma orden se le da al equipo programado con la función 50BF, el cual se encargará de velar que la falla sea despejada exitosamente.

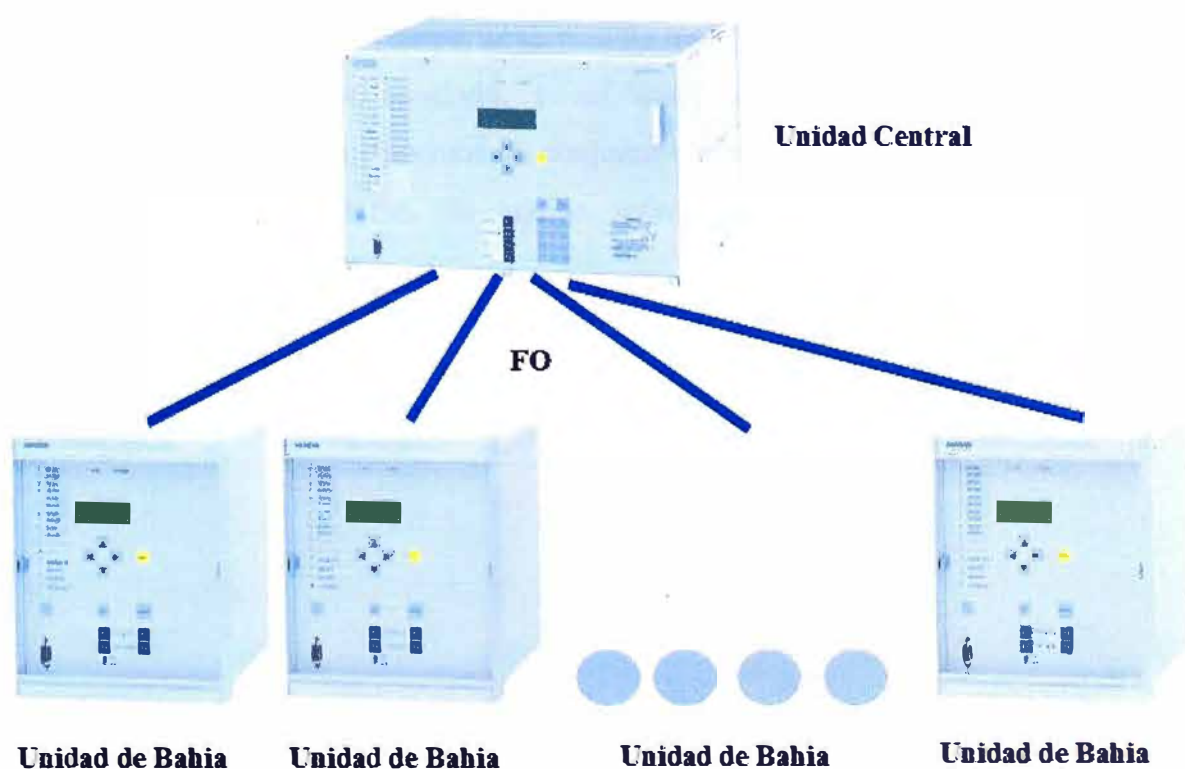
En caso que él mismo verifique que todavía la falla se encuentra presente, la protección 50BF arranca un temporizador. Para su mejor entendimiento supóngase el caso de actuación de 50BF para el interruptor de una llegada en la subestación. Su funcionamiento se divide en tres etapas:

- Etapa 1, repetición del envío de la orden de disparo al interruptor asociado a la falla. El equipo verifica si realmente fue enviada la orden de disparo al interruptor, (ejecutando otra vez la orden en la primera bobina y enviando orden de disparo a la segunda bobina) para descartar una incorrecta orden por parte del equipo en la apertura o falla de alimentación en la bobina de disparo 1 del interruptor. Si la falla es despejada, el temporizador se detiene para luego reiniciarse, sin embargo, si la falta continua, la corriente de falla sigue fluyendo y el temporizador continua en



su marcha hasta su límite de tiempo fijado (entre 12 ms y 30 ms aproximadamente, dependiendo si se prevé saturación de los transformadores de corriente asociados a la falla).

- Etapa 2. La protección 50BF luego de transcurrido el tiempo asignado para la etapa 1, genera una orden de disparo a los interruptores adyacentes a la falla, despejando en su totalidad el tramo fallado. Debido a la configuración de la subestación Chilca Uno 220kV, una falla de este tipo implica que tengan que salir de servicio todas las salidas asociadas a la barra donde se encuentra conectado el campo en falla.
- Disparo por Zona muerta. Esta es una etapa que no se encuentra asociada a la etapa 2, ya que esta ocurre después de la etapa 1. Al momento que se da la orden de ejecución de la primera etapa por 50BF, y si hay una apertura exitosa del interruptor, es evidente que el equipo ya no debe detectar algún tipo de corriente por ese tramo, sin embargo, si este no es el caso, se debe a que la falla ha ocurrido en zona muerta. Esta zona es aquella que se encuentra antes del interruptor y después de los CT' s de corriente. La manera de despejar esta falla es ordenando la apertura del interruptor aguas arriba. El equipo seleccionado es tipo 7SS523 de la marca SIEMENS, (Véase Fig. 3.2).

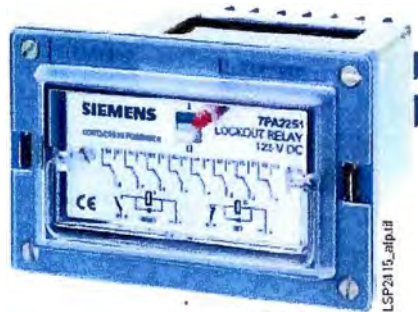


**Fig. 3.2** 7SS523 – Unidad de bahía 87B y 50BF

### 3.3.3 Relé de disparo y bloqueo

Relé biestable activado por la protecciones diferenciales para el disparo definitivo y bloqueo del cierre del interruptor.

El equipo seleccionado es un 7PA2251 de marca SIEMENS, con 8 contactos conmutables, con botón de reseteo, (Véase Fig. 3.3).



**Fig. 3.3** 7PA2251 – Relé de disparo y bloqueo 86

### 3.3.4 Selector de Pruebas

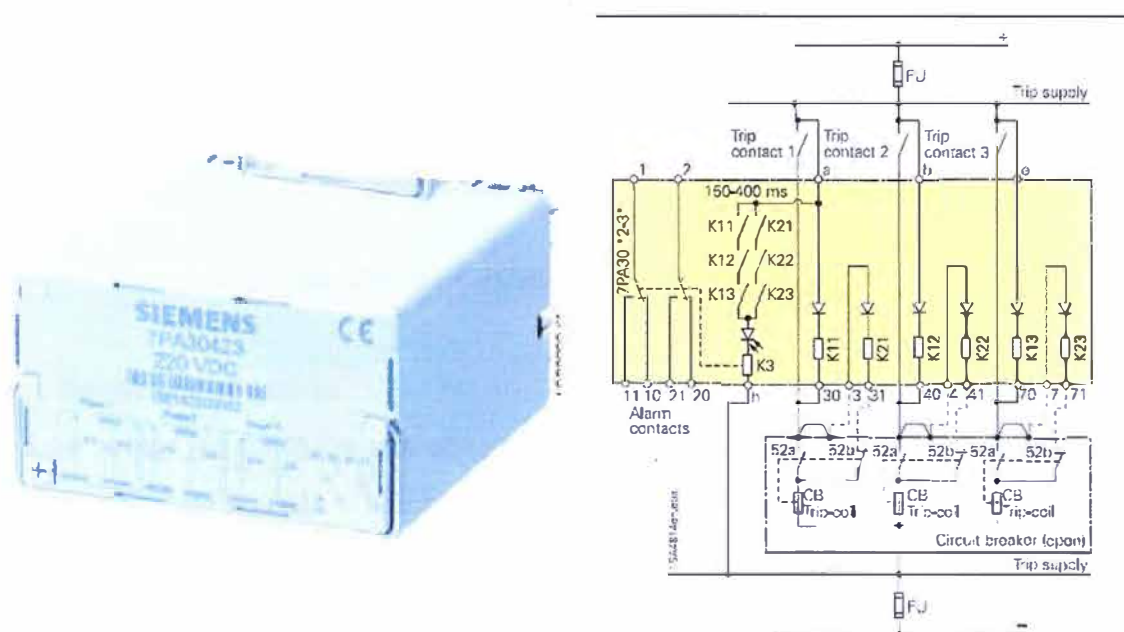
El selector de pruebas es un equipo que permite realizar las pruebas a los equipos de protección y controladores de bahía, con capacidad para aislar los circuitos secundarios provenientes de los TC's y los TP's, y los contactos de salida que ejecutan disparos de apertura. Con ayuda de este equipo, se es posible inyectar valores de corriente y tensión al equipo que se encuentre asociado, y así comprobar si el mismo está actuando correctamente. Este equipo funciona en conjunto con equipos portables de prueba, mejor conocidos como OMICROM. El equipo seleccionado es un 7XV7500 de marca SIEMENS, (Véase Fig. 3.4).



**Fig. 3.4** 7XV75 – Selector de pruebas

### 3.3.5 Relé de Supervisión circuito de disparo

Relé del tipo trifásico, ya que el interruptor es uni-tripolar supervisa el circuito de disparo y cada una de las bobinas por fase. El equipo seleccionado es un 7PA3032 de marca SIEMENS, uno para cada circuito de disparo, (Véase Fig. 3.5).



**Fig. 3.5** 7PA3032 – Relé de supervisión circuito de disparo y diagrama de conexión

### 3.3.6 Contador de Energía

Los contadores de energía sirven para determinar la energía activa en kWh, la potencia aparente en kVAh o la reactiva en kvarh entregada por un generador o una llegada de línea proveniente de otra subestación, etc. Además de ello, estos equipos son los encargados de llevar el registro de magnitud, fase y frecuencia de la tensión y corriente que pasa por cada una de las líneas y cada uno de los transformadores, conectados a través de los CT y TP asociados al tramo. Se trata de un equipo basado en un DSP (procesador digital de señales) para las funciones de medida y en un microprocesador para las funciones de integración de energía, tarificación, interfaz con el usuario y comunicaciones (locales y remotas). En resumen, la medición de los parámetros eléctricos de cada tramo se realizan en el dispositivo digital de acuerdo a las señales de tensión y corriente provenientes respectivamente del transformador de tensión de barras o de llegadas de transformador, midiéndose todos los parámetros relevantes: A, V, MW, MV AR, MWh, MV ARh, Hz,  $\cos\phi$ .

El equipo seleccionado es un ION P8600A, (Véase Fig. 3.6).



Fig. 3.6 ION P8600A – Contador de energía

### 3.3.7 Bornes de conexión

Los bornes de conexión son aquellos equipos que se utilizan para ahorrar espacio al conectar cables de entrada y salida en tableros y armarios de agrupamiento, permitiendo además de un mejor orden en el cableado interno del tablero, versatilidad en las pruebas de los equipos, ya que no se amerita ninguna desconexión. Por otra parte, en caso que se desee desmontar algún equipo en armario de agrupamiento, esto se puede hacer sin necesidad de perder el cableado hasta el equipo, ya que el tablero o este se encuentra "seccionado" gracias a la utilización de bornes.

Existen varios tipos de bornes. En la Subestación Chilca Uno los utilizados son los bornes simples de control, los bornes seccionables, los bornes para CT's y TP's con acceso a conexión de bananas de prueba. Todos ellos se encuentran agrupados en las llamadas borneras. Las borneras se agrupan según su uso. El borne seleccionado para circuitos de corriente y tensión es el 8WA1011 marca Siemens, (Véase Fig. 3.7).

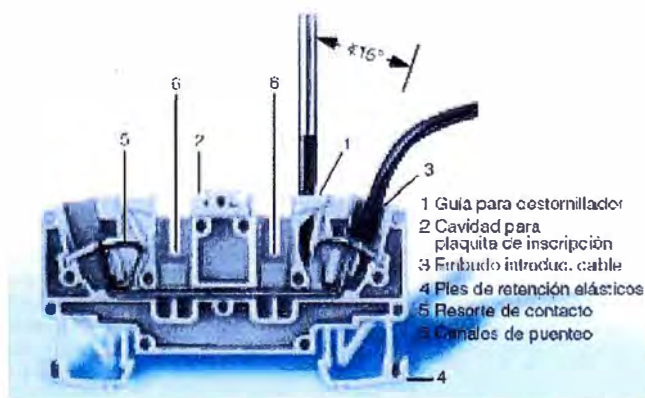


Fig. 3.7 8WA1011 – Borne de conexión seccionable

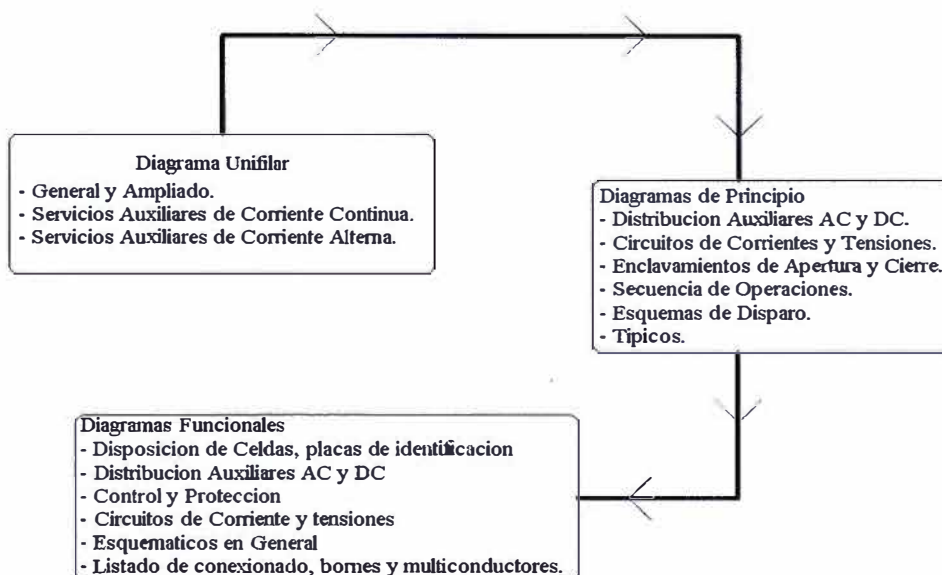
## CAPITULO IV

### DISEÑO DE LOS DIAGRAMAS DE PRINCIPIO Y FUNCIONALES DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3

#### 4.1 Generalidades

Los diagramas de principio, diagramas funcionales y diagramas unifilares, son necesarios para el desarrollo de la ingeniería y los mismos, aunque no en su totalidad, se encuentran relacionados entre sí, (Véase Fig. 4.1).

Para ello se utiliza de un software de diseño CAD electrotécnico, que permite realizar diseños de instalaciones eléctricas. Este cuenta con la capacidad de generar referencias cruzadas, conexionado interno, realización de listas de materiales y equipos, numeración de cables y multiconductores utilizados en este nuevo campo, lista de utilización de multiconductores y listas de bornes de los tableros, todo ello de forma automática a partir de los diagramas funcionales. Se utiliza el programa llamado ELCAD (Electric Computer Aided Design) para el desarrollo de los diagramas unifilares, de principio y funcionales. El desarrollo de estos últimos es el que determina la filosofía de control y protección del nuevo campo a integrar.



**Fig. 4.1** Relación entre los diagramas de principio, funcionales y unifilares

Supóngase la alimentación del motor del nuevo interruptor de 220kV. En el diagrama unifilar general y ampliado se muestra la ubicación eléctrica del equipo con respecto a los demás interruptores y equipos.

En el diagrama unifilar de servicios auxiliares de corriente continua se muestra el breaker y su amperaje que alimenta al motor del interruptor mencionado y el resto de los interruptores en 220kV. En los diagramas de principio, se muestra lo que seguiría al diagrama unifilar de S.A, es decir, el "trenzado" de la alimentación de cada uno de los breakers con su amperaje que alimentan los motores de los interruptores en 220kV, mostrando la ubicación eléctrica del tablero donde se encuentran. En los diagramas funcionales se muestra el detalle del breaker, el calibre del conductor y la conexión exacta al borne donde debe ser alimentado el equipo. Más adelante se presentará un ejemplo más ilustrativo respecto a la relación entre los varios diagramas que se utilizan en una subestación para su diseño y una explicación más profunda de cada uno de los tipos de diagramas presentes en la subestación.

## **4.2 Diagramas de Principio**

Para el desarrollo de la ingeniería de la nueva bahía, luego del desarrollo del diagrama unifilar ampliado y el diagrama unifilar de los servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna, se proceden a realizar los diagramas de principio. En estos planos se especifica:

### **4.2.1 Disposición de tableros en la casa de mando**

Aquí se encuentra la disposición física de los tableros del nuevo campo, según lo requiera el cliente.

### **4.2.2 Distribución de alimentación alterna y continua**

Aquí se muestra las conexiones y/o "trenzado" para la alimentación de los equipos de patio, equipos de protección y control, iluminación, calefacción y tomas de los servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continúa. En esta sección se procede a dibujar la conexión de los breakers encargados de la alimentación de los equipos del nuevo campo y en que tablero o armario se encuentra ubicado, para el caso de las alimentaciones de equipos en corriente alterna, si la misma es trifásica, línea - neutro o línea - línea y de cuales fases se está alimentando la carga. Para el caso de corriente continua esto no aplica.

### **4.2.3 Señalización y mando de equipos en patio**

Aquí se detalla la señalización y mando de los equipos de patio para los diferentes niveles de operación de la subestación.

En esta sección, a través de un esquema conocido como "típico de tramo", se procede a colocar el mando sobre los equipos que se encuentran asociados a ese tramo. En este caso se muestra el interruptor, los seccionadores y la cuchilla de puesta a tierra asociados al nuevo campo de grupo generador 3. Los niveles de mando que se muestran son los siguientes:

- Nivel 0 - Equipo local, el cual se divide en:
  - Nivel 0A: Mando desde los gabinetes de control del equipo en patio.
  - Nivel 0B: Mando desde el armario de Repartición.
- Nivel 1 - Mando y control del tablero asociado al equipo.
- Nivel 2 - Mando y control en unidad central remota. (SICAM o Laptop).
- Nivel 3 - Mando y control desde despacho de carga o centro de control.

A continuación se presenta en detalle cada uno de estos niveles:

#### **a) Nivel 0A**

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo (Interruptor, Seccionador, Servicios Auxiliares).

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 niveles superiores.

#### **b) Nivel 0B**

Este nivel requiere el selector Local/ Remoto del armario de repartición en posición Local. La posición del interruptor y seccionadores es mostrada en el mímico mediante la utilización de un indicador inductivo de posición. El mando será realizado desde los selectores de dos posiciones (ABRIR - CERRAR) que se encuentran ubicados al lado de la indicación del equipo correspondiente.

Los estados posibles de estos selectores son:

- Local: Control de los equipos en patio a través de los pulsadores ubicados en el armario de repartición, los cuales son independientes del sistema de control.
- Remoto: Operación de cualquiera de los siguientes niveles.

**c) Nivel 1 (Unidad de Control – desde el tablero)**

La unidad de control, como se mencionó anteriormente, posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos (Interlocking ON - OFF).

Las posiciones del Selector Local/ Remoto son:

- Local: Operación desde el panel frontal de la unidad de control.
- Remoto: Operación de cualquiera de los siguientes niveles.

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 Enclavamientos (Interlocking OFF): 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 (Interlocking ON): todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

**d) Nivel 2 (Estación de operación IU o IHM)**

Este nivel corresponde al mando desde la estación del operador IU (Interface Unit) del sistema de automatización. En esta estación se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

- Local 1: Operación desde la estación de operación 1.
- Remoto: Operación desde el Nivel 3 (Despacho de Carga)

En modo Local solo la estación tiene atributos de control mientras se deshabilita la operación desde el despacho de carga.

**e) Nivel 3 (despacho de carga - DDC)**

Modo seleccionado por defecto cuando el nivel 0A se encuentra en Remoto, el nivel 0B se encuentra en Remoto, el Nivel 1 en Remoto y la estación de operación de Nivel 2 esté en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo DNP3.0 configurada en la SICAM PAS.



Como se puede observar, cada nivel tiene una jerarquía sobre el otro, siendo el nivel cero el mayor para el caso de control del equipo. Dependiendo del nivel de mando, se pueden presentar varios casos, en señalización éstos van desde: ninguna indicación disponible, tipo de indicación en el equipo (mecánica, tipo semáforo) a indicación en pantalla del estado del equipo. Para el caso de control éstos van desde: ningún tipo de control posible, control manual mecánico, control manual eléctrico y control asistido por pantalla, (Véase Fig. 4.2).

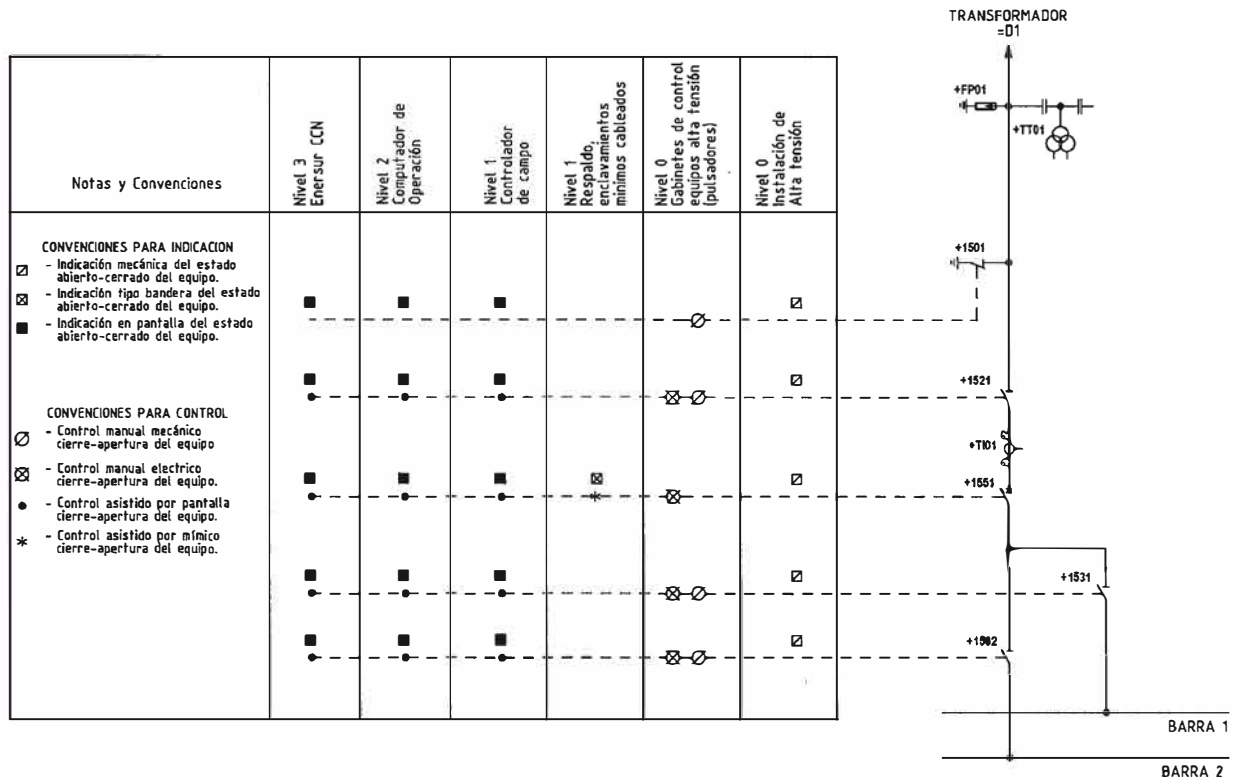


Fig. 4.2 Señalización y niveles de mando de equipos de patio

Como se puede observar en la figura 4.2, la cuchilla de puesta a tierra (+1501) no es motorizado, por lo tanto, en el nivel 2, se tiene en señalización la indicación en pantalla del estado abierto cerrado del equipo, sin embargo no hay ningún control posible.

#### 4.2.4 Lógica de enclavamientos para los equipos de patio

Aquí se grafica las lógicas a nivel mecánico y eléctrico de enclavamientos para los equipos de patio.

Todos aquellos equipos que puedan ejecutar apertura y cierre, deben cumplir con ciertos requisitos para su operación y además según el nivel de mando de donde se desea ejecutar la acción, ya que si se ejecuta desde el patio (nivel 0) los enclavamientos serán del tipo mecánico, mientras que si la operación se trata de ejecutar de un nivel superior, los

enclavamientos serán mecánicos y eléctricos. Al igual que en el punto anterior, estos niveles tienen jerarquías sobre el otro, por lo tanto, si se desea operar en el nivel 2, se deben cumplir las condiciones del nivel 1 y nivel cero. Estos enclavamientos se presentan a través de operaciones lógicas, utilizando las variables lógicas, OR, AND Y NOT, (Véase Fig. 4.3).

Observando la figura 4.3, para el cierre del interruptor del nuevo campo de grupo generador 3 desde el nivel 1, se debe cumplir que el equipo (nivel cero) se encuentre con el selector de mando en remoto. En el nivel uno se debe cumplir que la señal de falla mecanismo de operación (resorte descargado), señal de discrepancia de polos y la señal de bloqueo funcional por SF6 estén apagadas, se debe verificar que los seccionadores de barra 1, barra 2 y el seccionador de línea indiquen que estén cerrados y que el sincronismo (25) se encuentre aprobado.

Por otra parte también (AND) se debe encontrar aprobada la señal proveniente del correcto funcionamiento de los circuitos de disparo al igual que la señal de los switch de prueba. Si todas estas señales se cumplen, al momento de ejecutar la orden, el interruptor cerrará. Es importante mencionar que en esta parte de los diagramas de principio no sólo se presentan las lógicas de enclavamiento para apertura y cierre, sino también las lógicas para verificación de sincronismo (25), las cuales se encuentran programadas en los equipos de la subestación destinados para esta función.

En resumen, los principales enclavamientos que se desarrollaron para el nuevo campo a integrarse en la subestación Chilca Uno son los siguientes:

- El interruptor de 220kV no podrá operarse con los seccionadores asociados en una posición intermedia o en un viaje.
- Los seccionadores de barra y línea de 220kV sólo serán operados cuando dicho interruptor este abierto.

La cuchilla de puesta a tierra del seccionador de línea de 220kV sólo podrá cerrarse cuando el respectivo seccionador este abierto y no se tenga tensión de punta en la línea.

#### **4.2.5 Esquemas típicos de disparo de las protecciones**

En esta parte de los diagramas de principio, se presenta al usuario los disparos que ejecutan las protecciones según las funciones que tengan programadas. Estas no se encuentran con base en el tiempo, (Véase Fig. 4.4).

En la figura 4.4 se presenta la secuencia de operaciones para la protección del nuevo campo de 220kV.

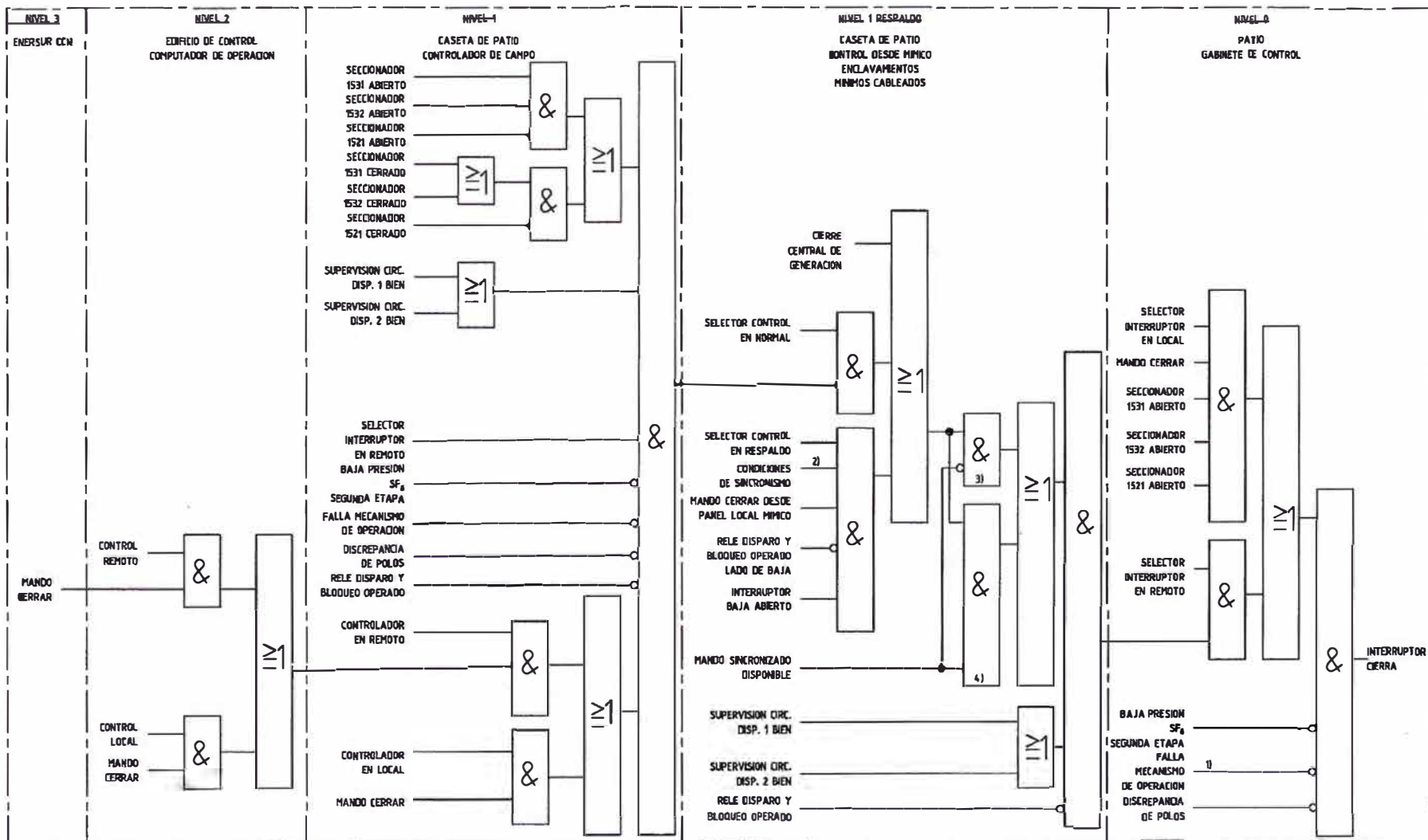


Fig. 4.3 Esquema lógico de enclavamientos - cierre del interruptor

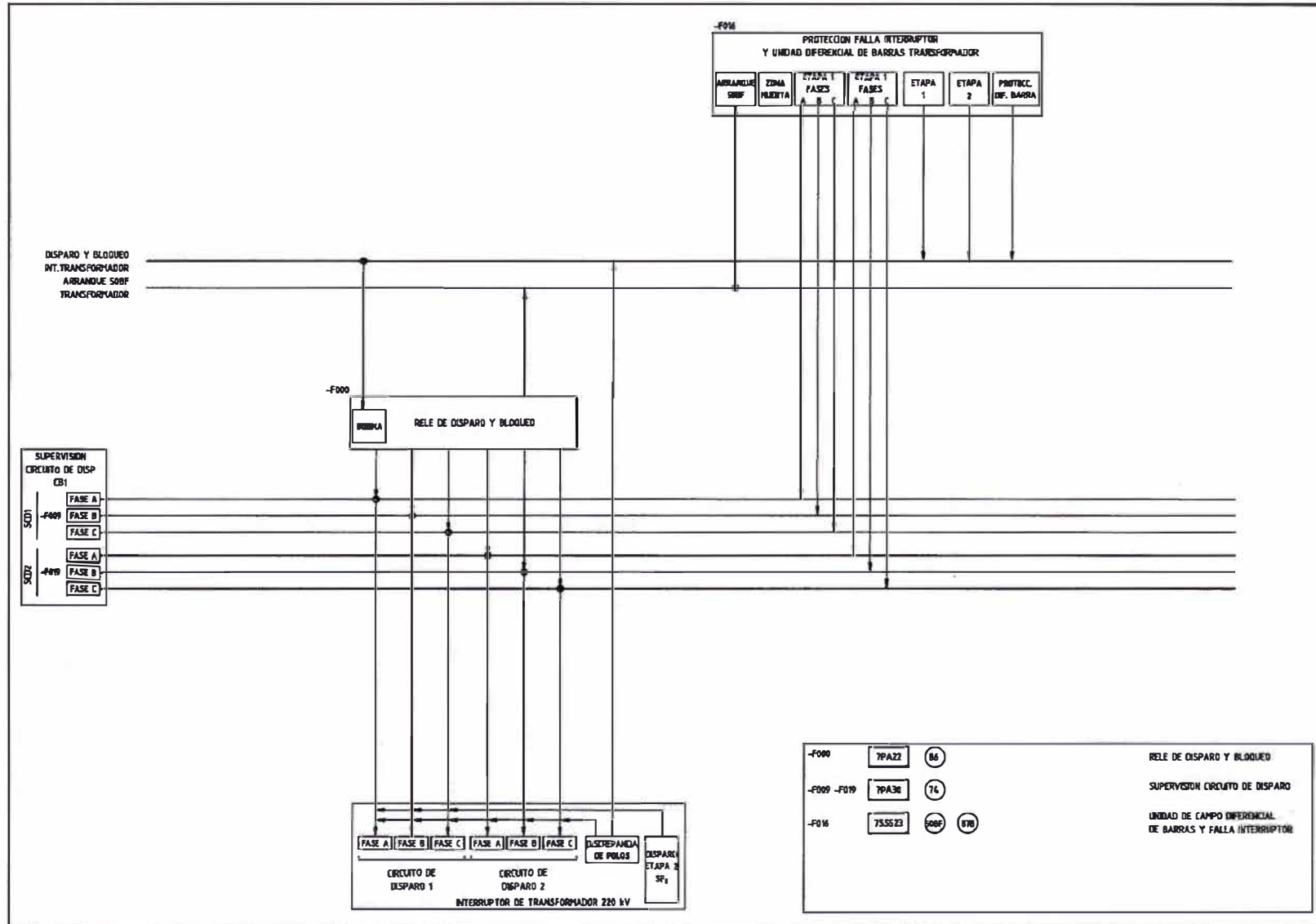


Fig. 4.4 Diseño Básico – Acción de las protecciones

Como se puede observar, se presenta la secuencia para las funciones de protección diferencial de barras (87B), al igual que las etapas de ejecución de las protecciones por falla del interruptor (50BF).

Por ejemplo, en la secuencia de operaciones del 87B, se ejecuta la función de bloqueo al cierre (86) ya que se protege los equipos que van desde el transformador de corriente hasta la barra y debe ser operado en falla el menor tiempo posible. Además de ejecutar la función 86, se da la orden de disparo y el arranque del 50BF del interruptor propio, ya que en caso que este falle se deben ejecutar cada una de las etapas por 50BF. Como se puede apreciar, los disparos por etapa 1 hacia el disparo 2 del interruptor se ejecutan a través del 86, por la razón explicada anteriormente.

Si se observa la ejecución de las operaciones por 50BF en etapa 2, se ordenan disparos al 86 del transformador además de los interruptores adyacentes a este nuevo campo de 220kV.

### **4.3 Diagramas Funcionales**

Se definen los diagramas funcionales como el conjunto de diagramas de circuito o esquemas eléctricos donde se muestran los detalles de conexión de todos los equipos. En este se llega al nivel de detalle de especificar el nombre del equipo y su conexión exacta, nombrar el calibre de los multiconductores para la interconexión entre equipos de tablero y equipos de patio y el número y tipo de borne donde se conecta el conductor.

#### **4.3.1 Identificación de Equipos**

Para la identificación de los equipos y designación de los planos se maneja una nomenclatura la cual se encuentra normalizada por la KKS y la norma DIN 40719 en el diseño de planos. La designación de equipos utiliza una clasificación jerárquica, la cual es una combinación de cuatro bloques que definen la ubicación exacta y el uso de un equipo específico dentro de una instalación, (Véase Fig. 4.5).

Los bloques que componen una designación completa son los siguientes:

##### **a) Designación del Primer Bloque**

Este bloque define el nivel superior de designación para una instalación o una identidad eléctrica comúnmente denominada CAMPO. Se entiende por identidad eléctrica un conjunto de equipos que cumplen con una función específica.

La designación de “instalación” siempre va precedida del símbolo “=”, y define el nivel de tensión nominal.

##### **b) Designación del Segundo Bloque**

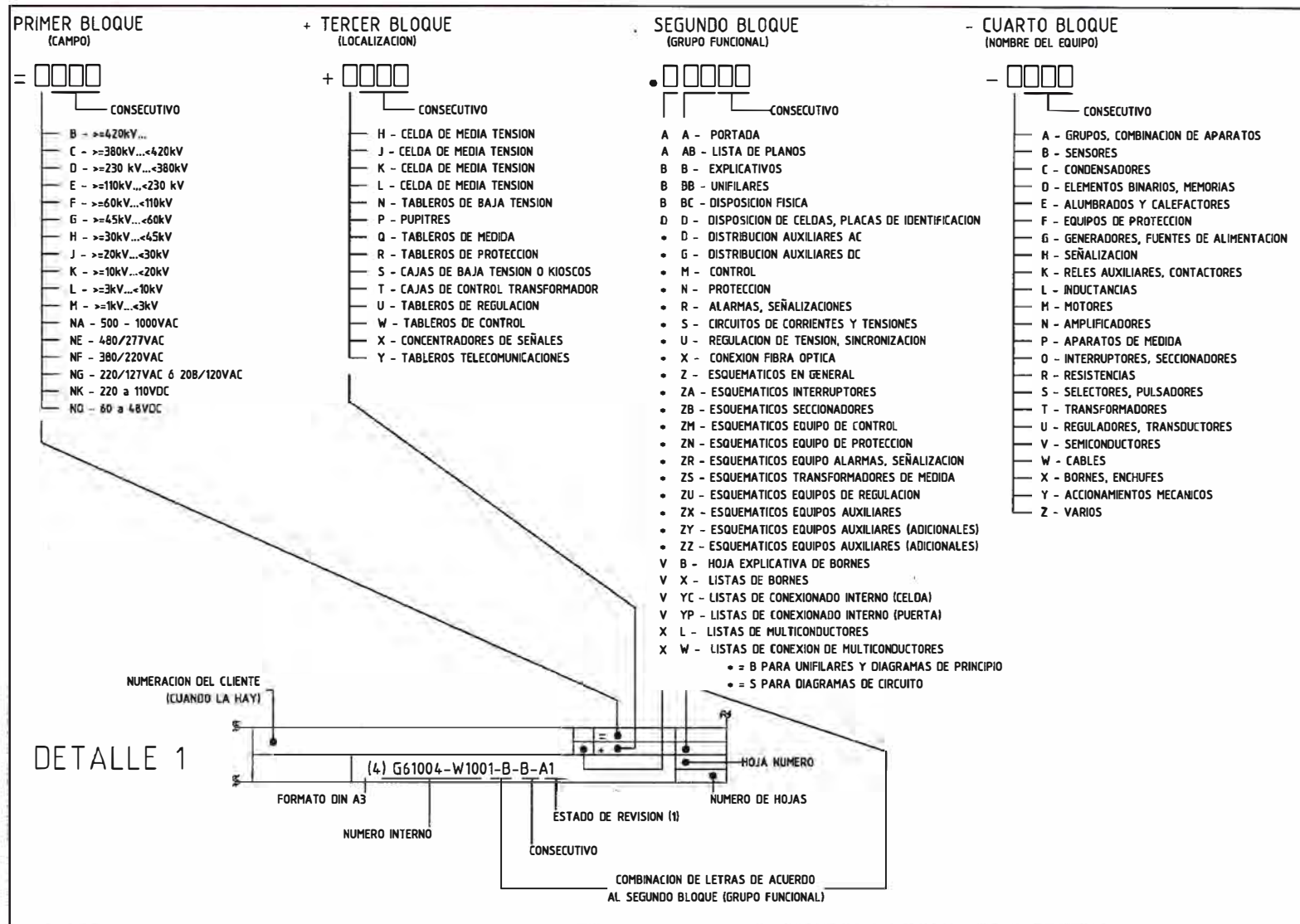


Fig. 4.5 Designación de equipos y planos

Este bloque define el grupo funcional. Su objetivo es clasificar una identidad eléctrica dentro de un campo o instalación. La designación de “grupo funcional” siempre va precedida del símbolo “.“.

#### **c) Designación del Tercer Bloque**

Define la ubicación de un equipo específico dentro de una instalación eléctrica. La designación de “ubicación” siempre va precedida del símbolo “+“.

En los casos en que se requiera la subdivisión de un lugar de montaje, se utilizarán las letras y numeración ya definidas, a las cuales se les pospondrá un número adicional consecutivo separados por un punto.

#### **d) Designación del Cuarto Bloque**

Define el nombre del equipo según su función eléctrica. La designación de “nombre” siempre va precedida del símbolo “-“.

### **4.3.2 División de los diagramas funcionales**

Para una mejor interpretación del personal encargado del cableado de los equipos, los esquemas funcionales se realizan por cuadernos. Un cuaderno está conformado por un tablero y todos los equipos asociados a él. En la Subestación Chilca Uno para el nuevo campo de grupo generador 3, los funcionales han sido realizados de la siguiente forma:

- Diagramas de Circuito Bahía Grupo Generador 3 (=D1)
  - Armarios de agrupamientos (=D1+X1 y =D1+X5).
  - Tablero de control y protección (=D1+WR01).

Como se observa, los diagramas funcionales se dividen principalmente en separar los equipos de patio (Armarios de agrupamiento) y los equipos de tablero.

Sin embargo, también se encuentran los diagramas funcionales de los tableros que no se encuentran asociados a ningún tramo y estos son:

- Diagramas de circuito del tablero de Contadores de Energía (=D0+Q01).
- Diagramas de circuito del tablero de Controlador de Subestación (=D00+W00).
- Diagramas de circuito de los Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (=NG+NG1).
- Diagramas de circuito de los Servicios Auxiliares de Corriente Continua (=NK+NK3).

A continuación se presenta un esquema general de lo que se encuentra en los diagramas funcionales del nuevo campo.

#### **a) Diagramas de Circuito Armario de Agrupamiento y Cajas de Mando**

- Alimentación y calefacción de los equipos en patio (Seccionadores e Interruptores).
- Iluminación, calefacción y toma del armario de agrupamiento.

- Control y motor de cada uno de los equipos en patio (apertura y cierre de seccionadores y cuchillas de puesta a tierra, circuitos de disparo 1 y 2 de los interruptores).
- Señales de salida de cada uno de los equipos en patio que van hacia los equipos de protección y al controlador de bahía. (Apertura y cierre en interruptores, seccionadores y cuchillas de puesta a tierra; resorte de cierre descargado, bajo nivel de SF6 en interruptores; vigilancia de alimentación de equipos, control local-remoto), las cuales se indican en relés de tipo bandera.
- Conexión y distribución de señales de medida provenientes de los TC y TP hacia cada uno de los equipos de protección y control.
- Bornes de reserva en el tablero para conexión futura.
- Esquemáticos eléctricos de conexión de cada uno de los equipos en patio. Estos son mejor conocidos como los planos Z.

**b) Lista de bornes, conexionado interno y conexionado de multiconductores relacionados con el armario de agrupamiento**

Estos listados son resultado de lo obtenido después de realizar los diagramas funcionales para los armarios de agrupamiento.

Es importante recordar que todas las señales de entrada o salida, alimentación, etc. se encuentran conectadas a través de bornes. Esto con la intención de que en cualquier momento se pueda desmontar fácilmente el equipo del tablero y se puedan realizar pruebas sin necesidad de desconectarlo.

**c) Esquemas generales tableros de equipos de control y protección**

- Iluminación, calefacción y toma del tablero.
- Alimentación de cada uno de los equipos asociados al tablero.
- Cableado y "trenzado" de cada una de las señales de protección y control que se dirigen a los respectivos equipos (relés bandera, repetidores de señal, selectores de prueba).
- Estructura del cableado de los esquemas de disparo 1 y 2 de los equipos de protección hasta el interruptor, ya sea por falla en la línea protegida (o transformador, según sea el caso), por fallas en equipos asociados al interruptor (por bajo nivel SF6, alimentación motor, etc.) o por apertura por parte del operador. Todos ellos con su respectiva supervisión del circuito de disparo.
- Contactos de Disparo por falla del interruptor (50BF) a los tramos adyacentes.



- Bornes de reserva en el tablero para conexión futura.
- Esquemáticos eléctricos de cada uno de los equipos de protección asociados al tablero (equipos de regulación, equipos auxiliares, supervisores de circuito de disparo, repetidores).

**d) Diagramas de Circuito del controlador de bahía**

- Alimentación del controlador.
- Entradas digitales al controlador de tramo. Todas aquellas señales provenientes de los equipos en patio (a través de las cajas de mando) que se consideran importantes tener un registro de ellas, tales como apertura, disparo, cierre de interruptor, apertura y cierre seccionadores y cuchilla de puesta a tierra, niveles de mando activados (local-remoto), etc.
- Salidas digitales del controlador de bahía. Todas aquellas operaciones que podrán ser controladas a través del controlador de bahía y a través de él por niveles superiores de mando.

Aquí se encuentran aperturas y cierres de equipos de patio y señales que desean repetirse a otros equipos.

- Contacto de vida del controlador de bahía.  
Este es el contacto que le indica a un equipo adyacente si el controlador se encuentra operando adecuadamente.
- Entradas de corriente y voltaje al controlador de bahía y su posible trenzado hacia otros equipos.
- Conexión a tierra y conexión de redes del controlador de bahía.
- Esquemático eléctrico del controlador de bahía. Aquí se encuentra además de la conexión de alimentación, entradas y salidas binarias, contacto de vida, entradas de señales de medición de corriente y voltaje y conexión de tierra, la conexión óptica (por fibra óptica) y eléctrica (por cable RJ45) de las comunicaciones del equipo.
- Esquemático eléctrico de los equipos auxiliares asociados al controlador.

**e) Diagramas de Circuito de la protección diferencial de barras y falla interruptor**

- Entradas digitales al equipo de protección 87B y 50BF, entre las cuales se encuentran el arranque falla del interruptor, posición del interruptor, posición de los seccionadores de barras y señal de interruptor indisponible.
- Conexión al equipo del circuito de disparo 1 y 2 del interruptor al equipo de

protección 87B - 50BF y este al selector de prueba.

- Conexión de las señales de corriente de la protección diferencial, a través del selector de prueba.
- Conexión a tierra y conexión de redes del equipo de la protección diferencial.
- Esquemático eléctrico del equipo de protección. Aquí se encuentra además de la conexión de alimentación, entradas y salidas binarias, contacto de vida, entradas de señales de medición de corriente y conexión de tierra, la conexión eléctrica (por cable RJ45) de las comunicaciones del equipo.
- Esquemático eléctrico del selector de prueba y de los equipos auxiliares.

**f) Lista de bornes, conexionado interno y conexionado de multiconductores relacionados con el tablero de control y protección**

Estos listados son resultado de lo obtenido después de realizar los diagramas funcionales del tablero de control y protección.

Es importante recordar que todas las señales de entrada o salida, alimentación, etc. se encuentran conectadas a través de bornes.

Esto con la intención de que en cualquier momento se pueda desmontar fácilmente el equipo del tablero y se puedan realizar pruebas sin necesidad de desconectarlo.

**g) Diagramas de Circuito del tablero de Contadores de Energía**

- Distribución de corriente alterna, correspondiente a la iluminación, calefacción y toma del tablero.
- Distribución de corriente continua, correspondiente a la alimentación del contador de energía del nuevo campo.
- Señalización de la alimentación de los breakers asociados al tablero.
- Conexión de los circuitos de medida de los circuitos de tensión y corriente para los contadores.
- Aterrizaje de los contadores.
- Esquemáticos eléctricos de cada uno de los equipos asociados al tablero (equipos de regulación, calefacción, contadores de energía, etc.).
- Lista de bornes, conexionado interno y conexionado de multiconductores relacionados con el tablero.

**4.4 Relación entre el diagrama unifilar, diagramas de principio y diagramas funcionales**

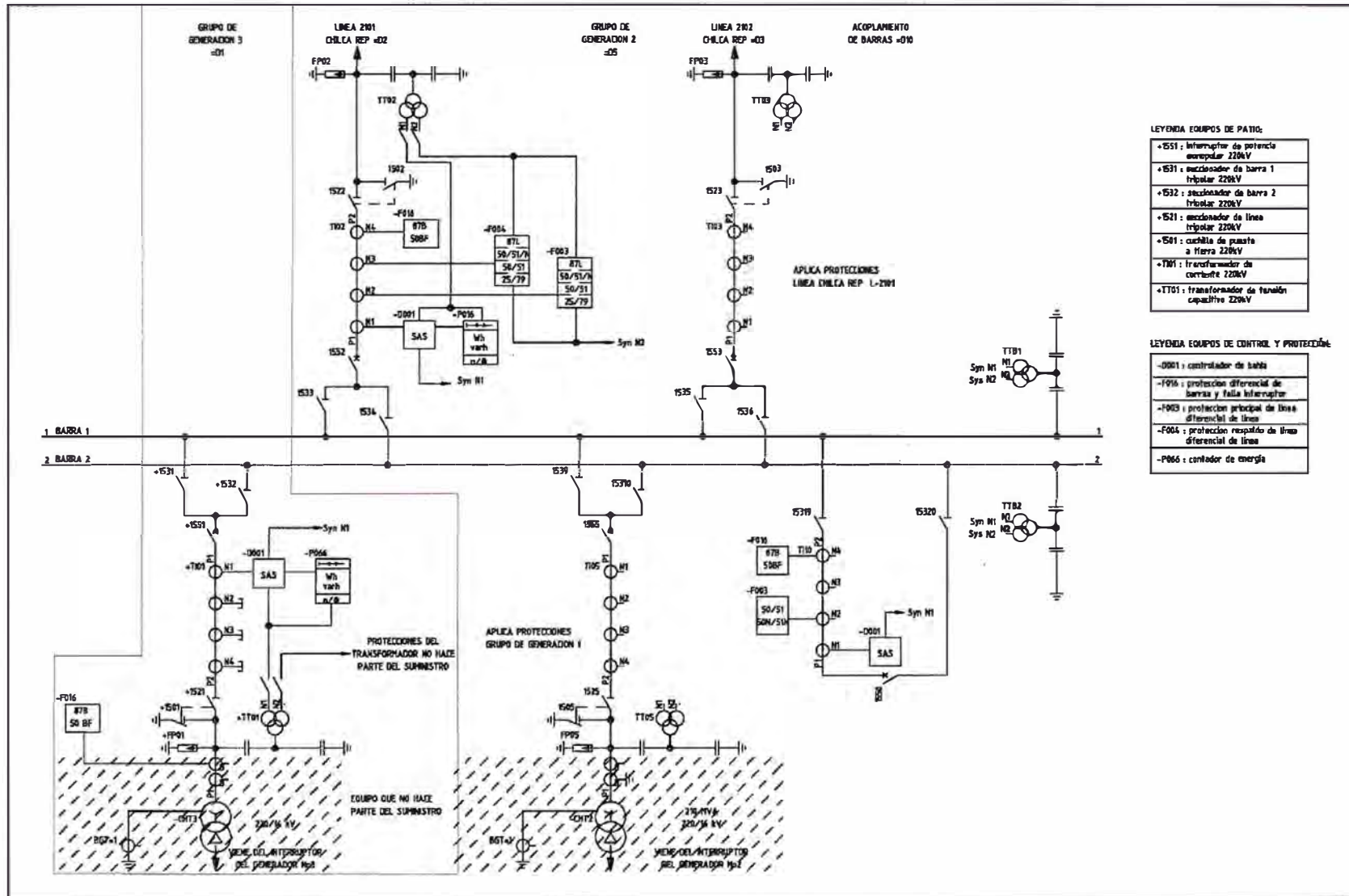
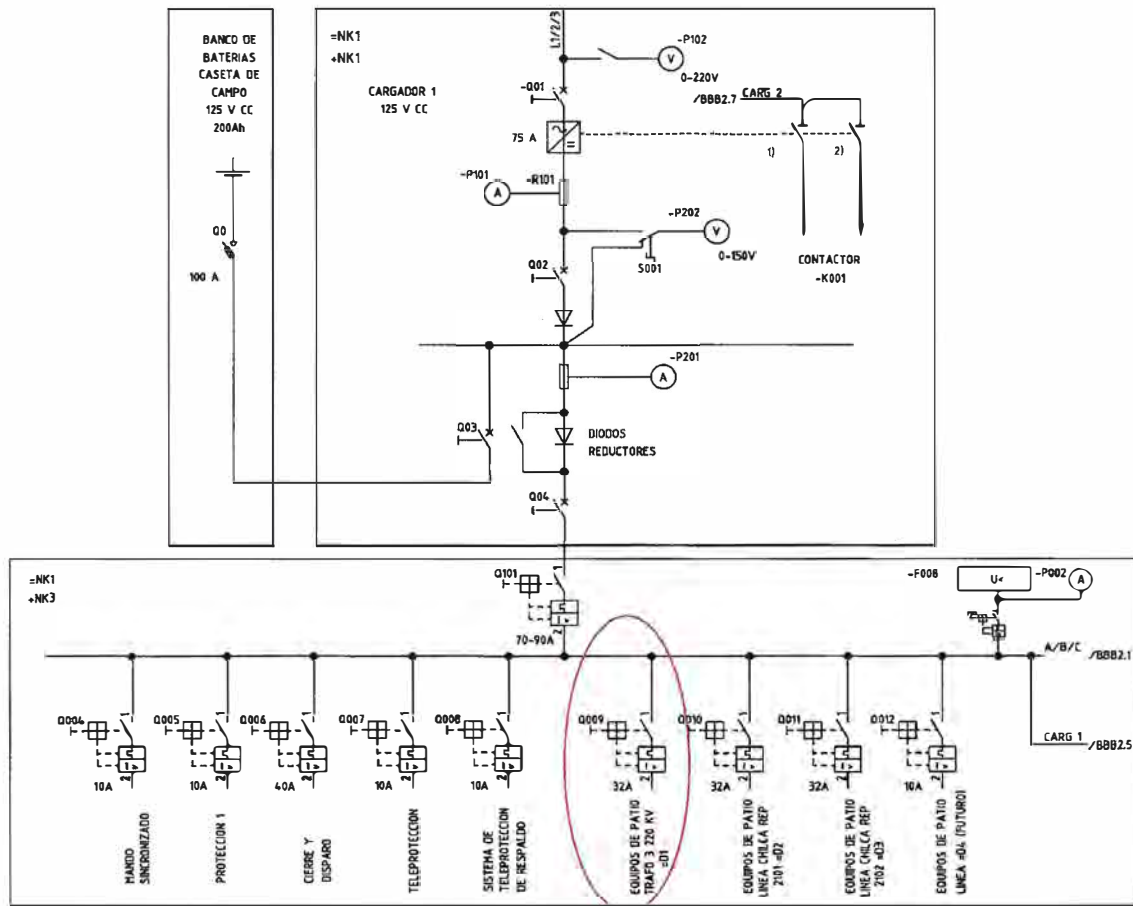


Fig. 4.6 Diagrama Unifilar de la S.E. Chilca Uno 220KV

Primeramente se presenta a continuación una parte del diagrama unifilar de la Subestación Chilca Uno 220kV, (Véase Fig. 4.6).

En este diagrama se muestra la configuración doble barra con interruptor de acople de la subestación, así como también las protecciones de cada bahía.

Luego se muestra el diagrama unifilar de SS.AA. de corriente continua, (Véase Fig. 4.7).



**Fig. 4.7** Diagrama Unifilar de SS.AA. de Corriente Continua

Como se puede apreciar en la figura 4.7, se tiene la alimentación de la barra principal a través de los rectificadores y el banco de baterías (en caso de falla).

En la parte inferior se encuentran todos los breakers encargados de alimentar las cargas que funcionan con corriente continua. En nuestro caso el breaker que alimenta a los equipos de patio en 125 VCC del nuevo campo es el -Q009, esto quiere decir que la alimentación de los equipos es radial.

En el diagrama de principio referente a la distribución de corriente continua de los equipos de patio se puede apreciar la distribución de alimentación a cada caja de mando del

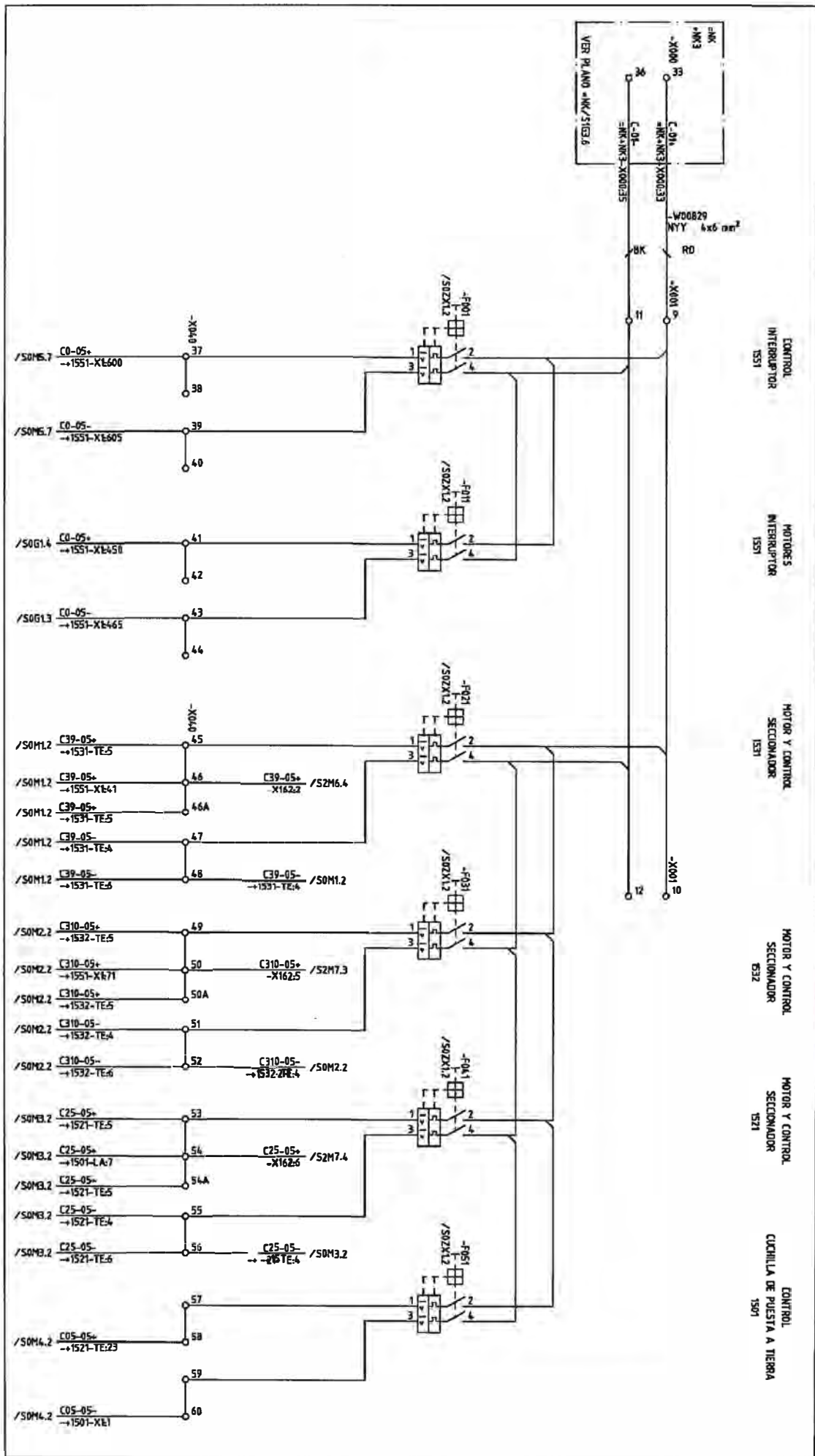
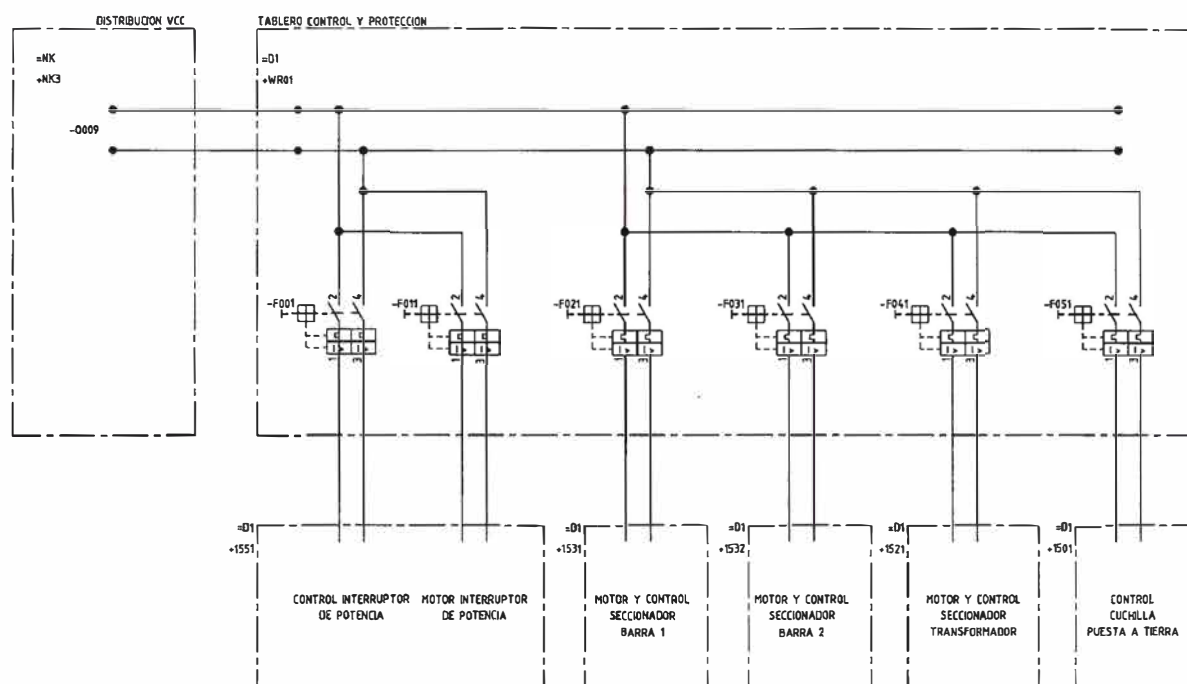


Fig. 4.8 Distribución de corriente continua 125 VCC control y motor equipos de patio

equipamiento de patio para la alimentación de los circuitos de control y motor, y de que breaker se alimenta de los SS.AA de continua (=NK+NK3), (Véase Fig. 4.9).



**Fig. 4.9** Distribución de Corriente Continua interruptor y seccionadores campo =D1

En los diagramas funcionales del nuevo campo a integrar de la S.E. Chilca Uno referente a la distribución de corriente continua 125VCC control y motor del interruptor y los seccionadores se puede apreciar un nivel de detalle mayor a los que tienen los diagramas unifilares y de principio, haciendo llamados entre las conexiones, detallando hasta el borne al que se encuentra conectado en el tablero de servicios auxiliares de continua y al borne que llega en el tablero de control y protección.

Por otra parte también se especifica el nombre y el tipo de multiconductor que se utiliza para la conexión entre estos tableros, (Véase Fig. 4.8).

## **CAPITULO V**

### **CÁLCULO DE REGULACIÓN DE CABLES DE FUERZA Y CONTROL DE LA NUEVA BAHIA DE GRUPO GENERADOR 3**

#### **5.1 Generalidades**

El cálculo consiste en verificar la regulación de tensión y la capacidad de corriente para los casos más críticos de selección de conductores de los circuitos de fuerza y control, para la nueva bahía a integrarse en la S.E. Chilca Uno 220kV.

#### **5.2 Definiciones**

##### **5.2.1 Regulación de tensión**

Se define regulación de tensión (%Reg), como la caída de tensión en el extremo terminal de un circuito, expresada como un porcentaje de la tensión nominal, cuando por el circula una corriente determinada.

##### **5.2.2 Capacidad de corriente**

Se define capacidad de corriente como, la corriente máxima en servicio continuo permitida por un conductor, a la temperatura especificada.

#### **5.3 Características Generales**

El sistema de servicios auxiliares presenta las siguientes características generales:

- Sistema de corriente alterna 380/220 VCA (3 fases-cuatro hilos, sólidamente puesto a tierra).
  - Margen de tensión (%): 85-110
  - Frecuencia nominal (Hz): 60
- Sistema de corriente continúa 125 VCC.
  - Margen de tensión (%): 85-110

Se asume que el voltaje en el edificio de control es el nominal y la regulación desde allí puede ser manipulada con el cambiador de taps del transformador de servicios auxiliares.

Como criterio de cálculo de cables se toma las distancias más larga desde la fuente de alimentación a la carga.

#### **5.4 Cálculo de Regulación de tensión**

De acuerdo con la norma ANSI C84.1, los porcentajes de regulación con los que se trabajara son los siguientes:

#### 5.4.1 Circuitos trifásicos

$$\%Reg = \frac{\sqrt{3}LI(R\cos\theta + X\text{sen}\theta)}{V_n} \times 100 < 5\% \quad (5.1)$$

#### 5.4.2 Circuitos monofásicos

$$\%Reg = \frac{2LI(R\cos\theta + X\text{sen}\theta)}{V_n} \times 100 < 5\% \quad (5.2)$$

#### 5.4.3 Circuitos de corriente directa

$$\%Reg = \frac{2LIR}{V_n} \times 100 < 5\% \quad (5.3)$$

Donde:

%Reg: porcentaje de regulación del circuito.

R: resistencia del conductor,  $\Omega/\text{km}$  (Ver Tabla N° 5.1).

X: reactancia del conductor,  $\Omega/\text{km}$  (Ver Tabla N° 5.1).

L: longitud del circuito, km.

Cos  $\theta$ : factor de potencia de la carga.

I: corriente de línea, A.

Vn: tensión de línea, V.

#### 5.5 Capacidad de Corriente asignada

La capacidad de corriente de los conductores será verificada, de la siguiente manera:

$$I_c = K \times I_n \quad (5.4)$$

Donde:

Ic: capacidad de corriente del conductor, A.

In: corriente de la carga, A.

K: factor de seguridad, se toma un valor de 1.25.

La capacidad de corriente asignada del cable será verificada con la capacidad nominal del



interruptor automático asociado al circuito.

En todo caso la corriente asignada del cable será superior a la capacidad nominal del interruptor automático.

**Tabla N° 5.1** Características de cables de Cobre aislados 600V, 75 °C

<b>Sección</b>	<b>Resistencia</b>	<b>Reactancia</b>	<b>Corriente</b>
<b>mm<sup>2</sup></b>	<b>Ω/km</b>	<b>Ω/km</b>	<b>A</b>
1.5	10.2853	0.2509	15
2.5	6.4697	0.2329	20
4	4.0681	0.2254	25
6	2.5557	0.2093	35
10	1.6338	0.1962	50
16	1.0433	0.1808	65
25	0.6660	0.1683	85
35	0.5347	0.1641	115
50	0.4298	0.1624	150
70	0.3478	0.1607	175
85	0.2821	0.1594	200
107	0.2296	0.1581	230
127	0.1390	0.1568	255
253	0.0694	0.1555	380
380	0.0463	0.1530	475

## 5.6 Factores de Corrección

Dado que las capacidades de corriente de cada cable fueron calculadas bajo ciertas condiciones especiales, es necesario ajustar dichos valores a las condiciones reales de operación del cable con el fin de asegurar su vida útil y la operación segura del mismo. Para realizar este ajuste, se aplicaron los siguientes factores de corrección en el presente cálculo.

### 5.6.1 Factor de corrección de la capacidad de corriente por la temperatura ambiente del lugar de instalación del cable

**Tabla N° 5.2** Factor de Corrección de la capacidad de corriente por la temperatura ambiente

<b>Temperatura ambiente en °C</b>	<b>Para temperaturas ambiente diferentes a 30°C</b>		
	<b>T nominal del conductor 60°C</b>	<b>T nominal del conductor 75°C</b>	<b>T nominal del conductor 90°C</b>
0 a 5	1.42	1.26	1.21
6 a 10	1.33	1.21	1.17
11 a 15	1.25	1.16	1.12
16 a 20	1.16	1.1	1.08
21 a 25	1.08	1.05	1.04
26 a 30	1	1	1

31 a 35	0.91	0.94	0.96
36 a 40	0.82	0.88	0.91
41 a 45	0.71	0.82	0.87
46 a 50	0.58	0.75	0.82
51 a 55	0.41	0.67	0.76
56 a 60	0.29	0.58	0.71
61 a 70	0.15	0.33	0.58
71 a 80	0.018	0.24	0.41

### 5.6.2 Factores de corrección por agrupamiento de cables

Tabla N° 5.3 Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización

Número de cables portadores de corriente	Porcentaje del valor de las tablas, ajustado para la temperatura ambiente en caso de ser necesario	Valor a multiplicar
1 hasta 3	100	1
4 hasta 6	80	0.8
7 hasta 9	70	0.7
10 hasta 20	50	0.5
21 hasta 30	45	0.45
31 hasta 40	40	0.4
41 y más	35	0.35

Como ejemplo para el caso de la nueva bahía, dimensionaremos el cable de circuito de alimentación del motor del seccionador de barra 1 (+1531), que es el más crítico.

Tabla N° 5.4 Cálculo de regulación de cable circuito alimentación motor seccionador

DATOS DE LA CARGA		DATOS DEL CABLE	
Tipo circuito	Corriente Directa	Sección - mm <sup>2</sup>	6
Tipo de conexión	Radial	Corriente cable (A)	35.00
Potencia (W)	1400	Corriente real (A)	28.00
Cos $\theta$	1.00	Resistencia (W/km)	2.56
Sen $\theta$	0.00	Reactancia (W/km)	
Tensión (VCC)	125	Longitud (Km)	0.080
Corriente (A)	11.20	N° Cables / Fase	1
Factor corrección T	1	VERIFICACIÓN	
Factor corrección A	0.8		
REGULACIÓN	%Reg (%)	3.66	CUMPLE
CAPACIDAD	In (A)	14.00	CUMPLE
INTERRUPTOR	In (A)	15.00	CUMPLE

## CONCLUSIONES

1. Con las nuevas tendencias de automatización de subestaciones se pueden hacer los diseños de los sistemas de control y protección más confiables y seguros.
2. Con un sistema automatizado de subestación (SAS) se mejora la calidad del servicio a los clientes, y ante una eventual falla se tienen las herramientas necesarias para poder determinar rápidamente la falla y así reponer en corto tiempo el sistema de potencia.
3. En un sistema automatizado de subestación (SAS) al tener centralizada la información del sistema de control y protección en las estaciones de operación se tiene la posibilidad de realizar la configuración de los diferentes IEDs de la subestación (puede hacerse a través de una PC de Gestión) y la capacidad de diagnosticar el estado de los mismos, que puede ser un factor importante en la reducción futura de los costos de mantenimiento del sistema.
4. Con el sistema automatizado de subestación (SAS) de la Subestación Chilca Uno 220kV se logra reducir la cantidad de cableado de señales y otros equipos requeridos por la subestación, ahorrando así costos tanto de cableado y equipos auxiliares como de espacio en la subestación.
5. En un sistema automatizado de subestación (SAS) la comunicación es muy importante, especialmente en el uso de redes de alta velocidad para la transmisión de datos, para la ejecución de comandos, para el monitoreo de parámetros eléctricos, ahorra de manera considerable el volumen de cableado a utilizar.
6. Por otro lado el uso de IEDs de última tecnología permite tener en un solo equipo varias funciones de control tales como autosupervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para las lógicas de control, y varias funciones de protección los que se conocen como los relés multifunción que también tienen facilidades computacionales para los algoritmos de protección, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de falla.
7. En un sistema automatizado de subestación (SAS) comparativamente con los sistemas de control convencionales, la elaboración de los planos para el sistema es

significativamente menor. Ya que en los diagramas funcionales se limitarán, a mostrar las conexiones seriales o en red entre los equipos, siendo similares sólo en el cableado entre el nivel de control de bahía y el nivel de campo. En los diagramas de principio y funcionales se describe la filosofía de control y protección de la subestación. En estos no solo se representa las alimentaciones AC y DC de cada uno de los equipos de la subestación, los niveles de mando de los equipos de patio y las lógicas de enclavamientos de apertura y cierre, sino también el diseño de los sistemas de control, protección, medición y señalización, así como las conexiones a bornes, equipos de patio, conexión propia de los equipos de los tableros de control y protección.

8. El beneficio de tener un sistema automatizado de subestación (SAS) en las nuevas subestaciones o ampliaciones es el ahorro en los costos de construcción, espacio, cableado y montaje; así como también una mejor organización de trabajo, más rápidamente y en forma más segura y de esta forma obtener en el tiempo una reducción de los costos de operación y mantenimiento.

## **ANEXOS**

## ANEXO A: Lista de equipos de control y protección nueva bahía grupo generador 3

### Lista de equipos tableros control y protección

**ENERSUR**  
**AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 kV**

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)		GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO	=D1+WR01 GRUPO 3		=D0+Q1 CONTADORES	MONTAJE *	SUMINISTRO **
5	CELDA DE CONTROL TIPO INTERIOR,GRADO DE PROTECCION IP51 CON ABATIBLE TIPO RACK INTERNO,PUERTA FONTRAL DE VIDRIO.	RITTAL	DK 7820750	5		1			+A	I
10	TERMÓSTATO CONTROL CALEFACCIÓN VAC 10-60 ° C	RITTAL	3110000	10	-B023	1			+B	I
15	RESISTENCIA DE CALEFACCIÓN 230 V 30 W	RITTAL	3115000	15	-E023	1			+F	I
20	LUMINARIA + LÁMPARA INCANDESCENTE + TOMACORRIENTE	RITTAL	4138190	20	-E006	1			+W	I
25	INTERRUPTOR FIN DE CARRERA NO ENCAPSULADO CON CARRERA NORMAL 1 NA + 1 NC	RITTAL	4127000	25	-S006	1			+F	I
42	INTERRUPTOR DE PROTECCIÓN DE LIN, AC 16 A,3P,C,10KA	SIEMENS	5SY4316-7	42	-F002	1			+B	I
30	INTERRUPTOR DE PROTECCIÓN DE LIN, AC 10 A,1P.,C,10KA 250/400 VAC	SIEMENS	5SY5110-7	40	-F102	1			+B	I
570	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO PARA PROTECCIÓN SECUNDARIOS DE TP, IN: 3A, UN:110 V AC, RANGO DE FRECUENCIA 16 2/3 - 60 HZ.	SIEMENS 3RV1611-1DG14		570	-F012	1			+B	I
					F062		1			
					-F022	1				
45	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR IN: 2 A, UN: 230/440 VDC/400 VAC, 10 KA	SIEMENS	5SY5202-7	45	-F101	1			+B	I
					-F111	1				
					-F161	1	1			
					-F181	1				
48	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR IN: 10 A, UN: 230/440 VDC/400 VAC, 10 KA	SIEMENS	5SY5210-7	48	-F001	1			+B	I
					-F011	1				
					-F051	1				

## Lista de equipos tableros control y protección

### ENERSUR AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 KV

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO	CONTADORES		MONTAJE *	SUMINISTRO **
					=D1 +WR01 GRUPO 3	=D0+Q1		
49	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR IN: 32 A, UN: 230/440 VDC/400 VAC, 15 KA	SIEMENS 5SY7232-8	49	-F021	1		+B	I
				-F031	1			
				-F041	1			
50	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO BIPOLAR IN: 16 A, UN: 230/440 VDC/400 VAC, 10 KA	SIEMENS 5SY5216-7	50	-F141	1		+B	I
				-F151	1			
55	CONTACTOS AUXILIARES PARA MINI-INTERRUPTOR TIPO 5SY4, 5SY5, 2 NC 6A 230 VAC/1A 220 VDC	SIEMENS 5ST3012	55	-F002	1		+B	I
				-F101	1			
				-F102	1			
				-F111	1			
				-F161	1	1		
				-F181	1			
				-F001	1			
				-F011	1			
				-F021	1			
				-F031	1			
				-F041	1			
80	RELE DISPARO Y BLOQUEO, 125 VCC 8 CONTACTOS CONMUTABLES; INCLUYE SOCKET PARA MONTAJE EN PUERTA 7XP9010	SIEMENS 7PA2251 - 1	80	-F000	1		+A	I

## Lista de equipos tableros control y protección

### ENERSUR AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 kV

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO			MONTAJE *	SUMINISTRO **
					=D1 +WR01 GRUPO 3	=D0+Q1 CONTADORES		
87	RELÉ DE SUPERVISIÓN CIRCUITO DE DISPARO TRIFÁSICO. UN: 125 VDC. INCLUYE SOCKET PARA MONTAJE EN PUERTA 7XP9010	SIEMENS 7PA3032-3AA00-1	87	-F009	1		+A	I
				-F019	1			
96	RELÉ MONOESTABLE, 125 VCC. 8 CONTACTOS CONMUTABLES. TIEMPO DE OP. 20 MS	SIEMENS 7PA2630-1	96	-K001	1		+B	I
				-K002	1			
				-K004	1			
92	RELÉ MONOESTABLE, 125 VCC. 4 CONTACTOS CONMUTABLES. INCLUYE BASE PARA INSTALAR SOBRE SUPERFICIE	DOLD OA5630	92	-K025	1		+B	I
				-K027	1			
				-K028	1			
91	RELÉ MONOESTABLE, 125 VCC. 4 CONTACTOS CONMUTABLES. INCLUYE BASE PARA INSTALAR SOBRE SUPERFICIE	SIEMENS 7PA2732-0AA00-2	91	-K030	1		+B	I
				-K031	1			
120	CONTROLADOR DE BAHÍA DIGITAL CON DISPLAY INTEGRADO 65 ENTRADAS DIGITALES, 42 SALIDAS DIGITALES DE 1 POLO, 3 SALIDAS DIGITALES DE POTENCIAL COMÚN 3 ENTRADAS DIRECTAS DE CT'S, 4 ENTRADAS DIRECTAS DE PT'S 2 ENTRADAS ANÁLOGAS DE TRANSDUCTORES	SIEMENS 6MD6641 - 4EB90 - 0AA0 - LOS	120	-D001	1		+A	I
130	ESQUEMA MÍMICO RESPALDO		130		1		+A	N
135	INDICADOR INDUCTIVO DE POSICIÓN DE INTERRUPTOR	GM&W 1108B-B1-IL512	135	-H000	1		+A	I
140	SELECTOR CON LLAVE Y RETORNO A CERO PARA HABILITAR MÍMICO DE RESPALDO	SIEMENS 4AD11	140	-S100	1		+A	I
142	ACCESORIO PARA OPERACIÓN SIMULTANEA DE 2 CONTACTOS AUXILIARES TIPO 3SB	SIEMENS 3SB3901-0AC	142	-S100	1		+A	I



## Lista de equipos tableros control y protección

**ENERSUR**  
**AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 KV**

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO			MONTAJE *	SUMINISTRO **
					=D1 +WR01 GRUPO 3	=D0+Q1 CONTADORES		
145	SELECTOR DE DOS POSICIONES CON RETORNO A CERO PARA OPERACIÓN DE EQUIPOS	SIEMENS 2KA11	145	-S000	1		+A	I
146	CONTACTOS AUXILIARES PARA SELECTOR/PULSADOR TIPO 3SB. 2NO	SIEMENS 3SB3400-0D	146	-S100 -S000	2 2		+A	I
276	UNIDAD DE BAHIA PARA RELE DIFERENCIAL DE BARRAS 60-250VDC, 1 A CON FUNCION DE SOBBRECORRIENTE	SIEMENS 7SS5231-5EA01-1AA1	276	-F016	1		+A	I
291	EQUIPO DE MANDO SINCRONIZADO	SIEMENS PSD02	291	-F015	1		+A	I
296	ELEMENTO PARA PRUEBA PROTECCION. INCLUYE EN CAJA 7XP20 TOMA HARTING Y SELECTOR PARA PRUEBA.	SIEMENS 7XV7500-0CA00	296	-S016	1		+A	I
320	CAJA DE S/P FIBRA ÓPTICA MOS, MARFIL	LEVITON 41296-MMJ	320	-GY001	1		+B	I
220	BORNE CON PUENTE DE SEPARACION(PARA CIRCUITOS DE CORRIENTE)44A,500VAC (8XBORNERA/I)(8XBORNERA/V)	SIEMENS 8WA1011-1MH15	220	-X032 -X033 -X026 -X016 -X116 -X131 -X035 -X012 -X015 -X132 -X135 -X231 -X232	8 4 8 8 8 6 8 8 8 6 4 9 9		+B	I

## Lista de equipos tableros control y protección

**ENERSUR**  
**AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 KV**

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO	CONTADORES		MONTAJE *	SUMINISTRO **
					=D1 +WR01 GRUPO 3	=D0+Q1		
400	BORNE SENCILLO.34A,750VAC (CONTROL Y PROTECCION) CABLE 10-18 AWG	SIEMENS 8WA1011 - 1DG11	400	-X001	30		+B	I
				-X006	50			
				-X040	175			
				-X060	23	3		
				-X080		2		
				-X145	10			
				-X165	13			
				-X142	17			
				-X146	12			
				-X162	24			
405	BORNE SECCIONABLE CON CUCHILLA (CON TERMINAL DE PRUEBA, PARA CIRCUITOS DE CONTROL), 16A, 500V 24 - 12AWG	PHOENIX UK5-MTK-P/P 30 04 03 2	405	-X120	4		+B	I
				-X152	65			
				-X155	7			
				-X156	20			
				-X172	45			
510	FRENO DE BORNERA (1XBORNERA)	SIEMENS 8WA1808	510		56	10	+B	I
520	PUENTE DE 10 POLOS (RECORTAR) (1XBORNERA / I O V)	SIEMENS 8WA1822 - 7VH10	520		17	5	+B	I
525	LAMINA SEPARADORA (BORNES 1MH10 / 1MH15) (3XBORNERA / V)	SIEMENS 8WA1822 - 7TH00	525		24	10	+B	I
530	PUENTE CONMUTABLE DOS POLOS (3XBORNERA / I ESTRELLA) (4XBORNERA / I)	SIEMENS 8WA1822 - 7VH01	530		20	10	+B	I
535	PIEZA DE SEPARACION (PARA PUENTES CONMUTABLES) (2XBORNERA / I ESTRELLA) (3XBORNERA / I)	SIEMENS 8WA1825	535		15	10	+B	I

## Lista de equipos tableros control y protección

### ENERSUR AMPLIACION SUBESTACION CHILCA UNO 220 kV

POSICION	DESCRIPCION DATOS TECNICOS	FABRICANTE No. DE PEDIDO (MLFB)	GRUPO FUNCIONAL	NOMBRE DEL EQUIPO			MONTAJE *	SUMINISTRO **
					=D1 +WR01 GRUPO 3	=D0+Q1 CONTADORES		
542	PUENTE TIPO PEINE DIEZ POLOS (1XBORNERA / I FINAL)	SIEMENS 8WA7163	542		4	5	+B	I
545	PUENTE DE 10 POLOS (BORNES 1DG11, RECORTAR)	SIEMENS 8WA1853	545		19	5	+B	I
550	LÁMINA SEPARADORA (BORNES 1DG11)	SIEMENS 8WA1820	550		57	10	+B	I
600	MEDIDOR DE ENERGIA 3 ELEMENTOS 4 HILOS BIDIRECCIONAL	POWER MESSUREMENT ION P8600A7E0H6E0A0B	600	-P066		1	+A	I
610	BLOQUE DE PRUEBA MEDIDOR DE ENERGIA 3 ELEMENTOS 4 HILOS	L&Y TVS14	610	-X166		1	+A	I

#### Clave para la columna Montaje:

- +A Lámina / Rack / Abatible
- +B Lámina de montaje fija.
- +D Compart.secc.tres posiciones (celdas 8DA/B10)
- +E Compart. Interruptor
- +F Compart. alta tensión.O de fuerza en MCC'S
- +L Interruptor de potencia.
- +M Frente Muerto
- +P Piso de la celda
- +T Puerta de la celda
- +W Techo de la celda

#### Clave para la columna Suministro:

- W: Fábrica de tableros
- I: Importación
- N: Compra nacional
- C: Cliente
- S: Servicio técnico
- O: otros. Aclarar

## **BIBLIOGRAFIA**

- [1] Mejía Villegas, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, 2da Edición - Colombia, 2003.
- [2] SIPROTEC “Numerical Protection Relays”, Catalogo SIP – SIEMENS, 2008.
- [3] “Power Engineering Guide”, 5th Edition – SIEMENS, 2009.
- [4] Identification System for Power Plants “KKS”, SIEMENS Power Generation, 2001.
- [5] DIGSI 4 “Manager Manual”, SIEMENS – E50417-H1176-C096-A3, 2005.
- [6] SICAM PAS “SICAM Power Automation System”, SIEMENS – E50417-X8976, 2003.
- [7] Normas ANSI C84.1 e IEC 61131 Programmable controllers, 2006.