

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y
AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE
POTENCIA DE CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

NELSON LOZANO ZARZOSA

PROMOCIÓN

2005 - II

LIMA – PERÚ

2014

**SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE
UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA DE
CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO**

*Agradecimiento:
A mi alma mater, la UNI y a todos los
que contribuyeron en mi formación
profesional.*

SUMARIO

En los últimos años se ha incrementado a un ritmo acelerado el consumo de energía eléctrica en El Perú tanto a nivel industrial como residencial, tal demanda exige que los sistemas eléctricos de potencia operen brindando seguridad en la continuidad del servicio y cumpliendo con lo especificado en las normas internas e internacionales. Estas exigencias generan que constantemente el sector eléctrico se encuentre en la búsqueda de nuevas tecnologías y estándares que faciliten o sirvan de guía para las empresas eléctricas en la implementación de sistemas de control, protección, supervisión y medida mucho más flexibles y confiables.

En el presente informe se enfoca a los protocolos más usados en la automatización de subestaciones como son el protocolo IEC61850, TCP/IP, protocolo Ethernet y SNTP entre otros.

El estándar IEC 61850 realiza la integración en una red y protocolo, los niveles de mando de la subestación y permite integrar tanto los sistemas de control y protección como uno solo o de distintos fabricantes, reduciendo el cableado y equipos auxiliares de uso convencional.

También se describen los niveles de mando y las comunicaciones entre ellos así como las topologías de red disponibles, cada una de ellas con sus propias características y tolerancias a fallas en la red LAN.

INDICE

PROLOGO.....	8
CAPITULO I.....	9
INTRODUCCIÓN.....	9
1.1 Objetivo General.....	9
1.2 Objetivo específicos.....	9
1.3 Importancia o justificación del informe.....	9
1.4 Descripción del problema.....	10
CAPITULO II.....	11
MARCO TEORICO.....	11
2.1 Introducción.....	11
2.2 Definiciones.....	11
2.3 Tipos de Configuración.....	12
2.3.1 Configuración de conexión de barras – tendencia europea.....	12
2.3.2 Configuración de conexión de barras – tendencia americana.....	16
2.4 Automatización de subestaciones.....	18
2.4.1 Definición de sistemas de automatización.....	18
2.4.2 Estructura de la automatización de subestaciones.....	19
2.4.3 Diseño de sistemas de control y protección.....	21
2.4.4 Arquitectura de la automatización de subestaciones.....	26
2.4.5 Protocolos más usados.....	31
2.4.6 Dispositivos electrónicos inteligentes.....	38
CAPITULO III.....	43
APLICACIÓN DE LA AUTOMATIZACION EN LA AMPLIACION DE LA SUBESTACIÓN	
TRUJILLO NORTE.....	43
3.1 Contexto.....	43
3.2 Descripción de la Subestación Trujillo norte.....	44
3.3 Alcance.....	45
3.4 Tableros de control, protección y medición.....	45
3.4.1 Sistema de control y protección.....	45
3.5 Sistema de control.....	46
3.5.1 Control de bahía – nivel 1.....	46
3.5.2 Control centralizado de subestación – nivel 2.....	50

3.6	Software	54
3.7	Resultados	55
	ANEXOS	58
	ANEXO A: Arquitectura General del Sistema de Control y Protección.....	59
	ANEXO B: Arquitectura General de Gestion de Medidores	67
	ANEXO C: Unifilar de la subestación de Trujillo norte 220/138kV	71
	.ANEXO D: Lista de siglas y abreviaturas	73
	ANEXO E: Normas del sistema de Automatización	77
	BIBLIOGRAFIA	78

PROLOGO

El presente informe, parte del estudio preliminar de la migración de la automatización, y describe la tecnología de los dispositivos de control, protección y la comunicación en los diferentes niveles que se integran para hacer de una subestación Automatizada, el informe consta de cuatro capítulos, el capítulo I corresponde a la introducción, indicándose los objetivos, la importancia del informe, el capítulo II describe a los antecedentes de la problemática, y los objetivos del presente informe, el capítulo III describe el marco teórico, los tipos de configuraciones de subestaciones, la automatización de las subestaciones, el capítulo IV corresponde a la aplicación de los conceptos descritos en el capítulo III a la subestación Trujillo Norte 220/138KV, y finalmente se presenta las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

Desde varias décadas atrás los sistemas eléctricos han crecido a un ritmo marcado por el crecimiento de las industrias y la sobrepoblación del planeta, tales demandas de energía exigen un sistema eléctrico que garantice la continuidad del suministro, obligando a las empresas suministradoras a contar con instalaciones más flexibles y confiables. Para lograr estas exigencias es indispensable contar con sistemas automatizados de subestaciones (SAS) que a su vez permiten menores tiempos de respuesta ante cualquier anomalía en la red.

Un Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS) es el elemento que le permite al operador tener toda la información concentrada en un solo sitio con el fin de ejecutar sus acciones operativas de una manera más segura, brindándole la información necesaria en el tiempo oportuno con el fin de evitarle cometer errores en la operación de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

1.1 Objetivo General

El objetivo del presente informe es describir la tecnología y las etapas que conforman la automatización de una subestación eléctrica.

1.2 Objetivo específicos

Conocer la tecnología de la automatización, los conceptos, descripción del control y arquitectura en subestaciones de Alta tensión, y los protocolos de comunicación más usados, y las aplicaciones en una subestación de configuración interruptor y medio.

1.3 Importancia o justificación del informe

A nivel mundial y de una forma necesaria, los Sistemas Eléctricos de Potencia evolucionan, con el objetivo de brindar a los usuarios mayor confiabilidad, buena calidad en el servicio, continuidad y una alta eficiencia y eficacia en su operación.

Dichos cambios, principalmente están enfocados a obtener mayor exactitud en la medición, mayor capacidad de respuesta de los equipos de campo ante la presencia de perturbaciones, y sobre todo, que el sistema sea capaz de contrarrestar fenómenos no planificados en el menor tiempo posible.

Actualmente, el desarrollo tecnológico permite proveer a todo tipo de sistemas de cierta capacidad de auto-administrarse y manejar los fenómenos de operación con decisiones tomadas automáticamente, tomando en cuenta las magnitudes adquiridas por los equipos de campo. El equipo que se emplea para los fines descritos es fundamentalmente equipo

microprocesador y multifuncional, al cual se puede tener acceso a través del software adecuado.

Adicionalmente, la automatización de Subestaciones se encuentra en pleno proceso en las empresas transmisoras de nuestro país; es por ello que se considera necesario un estudio que revele los caminos óptimos y apropiados para cumplir con este propósito.

1.4 Descripción del problema

El problema que se presentaba en la subestación de Trujillo norte 220/138kV es que era una subestación de tipo anillo, con limitaciones de ingreso de nuevas cargas para los cual se cambió a una subestación de tipo interruptor y medio para mejorar el mantenimiento de los interruptores, y la facilidad que ingrese nuevas cargas a la subestación.

La subestación en configuración en anillo presentaba limitaciones presentaba limitaciones en el control de las bahías en la detección temprana de debilidades en la red, corto tiempo de respuesta en casos de fallas, la subestación carecía de una interfaz hombre máquina en el nivel 2, es por eso se optó por la automatización de la subestación de Trujillo norte, con el nueva estándar de comunicaciones el protocolo IEC61850 es de mencionar que la subestación de Trujillo norte 220/138kV es una subestación crítica debido a que alimenta el norte del Perú es por ello que se requería una subestación eficiente.

CAPITULO II MARCO TEORICO

2.1 Introducción.

Una subestación eléctrica de alta tensión es el arreglo de un conjunto de equipos e instrumentos de transformación, seccionamiento, control, protección y medida, que permiten modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía eléctrica hacia los centros de consumo, a la vez que brinda la protección, la seguridad y la confiabilidad del sistema eléctrico en caso de eventuales fallas en el sistema eléctrico.

Estos arreglos son conocidos como los esquemas de barras o configuración de una subestación, los cuales se muestran en los diagramas unifilares. Cada subestación es diseñada con una configuración de acuerdo a los requerimientos del sistema, y al grado de confiabilidad y flexibilidad de la operación que se quiere obtener.

Existen básicamente dos tendencias generales con respecto a los tipos de configuraciones para subestaciones de alta tensión (AT) y muy alta tensión (MAT). Estas tendencias son la europea o de conexiones de barras y la americana o de conexión de interruptores. Cada una de las tendencias tiene diversos tipos de configuración, siendo las principales descritas en este capítulo. Dichas configuraciones son aplicables tanto para subestaciones convencionales como para subestaciones encapsuladas en SF6.

2.2 Definiciones.

Flexibilidad: propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y, además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

Los cambios operativos que pueden darse en un sistema se realizan buscando:

Control de potencia activa y reactiva para optimizar la carga de los generadores. Esto implica alguna forma de independizar o agrupar circuitos de carga y/o generación.

Limitar niveles de cortocircuito. Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la subestación en dos (o más) secciones independientes puede reducir los niveles de cortocircuito. La reducción del nivel de cortocircuito no debe ser un parámetro inicial de diseño de la misma, más bien debe ser una condición operativa de la instalación para prolongar la vida útil de los equipos y mejorar la estabilidad del sistema, como se menciona a continuación [1]. incrementar la estabilidad del sistema. La reducción de corto

circuito no solo trae como consecuencia el tener equipos de menor capacidad, sino también incrementa la estabilidad del sistema.

Independizar o limitar la influencia de algunas cargas o circuitos pertenecientes a subsistemas que por sus características pueden afectar la seguridad, estabilidad, etc. del sistema de potencia.

Confiabilidad: Se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación (interruptor, barraje, etc.) se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna (conmutación de los seccionadores adecuados, por ejemplo), mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. Esto es aplicable también en los casos de mantenimiento [1].

Seguridad: Propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio (suministro de energía) sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad.

Al igual que en el caso de la confiabilidad, es difícil determinar el grado de seguridad requerido en una subestación particular. Por lo general, la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla y su impacto en la estabilidad y en el comportamiento del resto del sistema.

Idealmente, un sistema seguro y confiable es aquel en donde todos sus elementos están duplicados y la pérdida de uno de ellos no afecta ninguno de los otros. Por razones económicas ningún sistema o subestación se hace 100% seguro y con base en esto se debe efectuar el diseño. [1].

2.3 Tipos de Configuración.

2.3.1 Configuración de conexión de barras – tendencia europea

Por configuraciones de conexión de barras se entiende aquellas en las cuales cada circuito tiene un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. Las configuraciones más utilizadas en esta tendencia para niveles de AT son:

Barra sencilla Como su nombre lo indica, es una configuración que cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor (Figura.2.1).

Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta. Como desventaja principal puede citarse la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es el interruptor. [1]

Barra principal y barra de transferencia Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de barra sencilla, a ésta se le puede agregar una barra una

barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor (de transferencia) para unir las dos barras con formándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia (figura.2.2). [1].

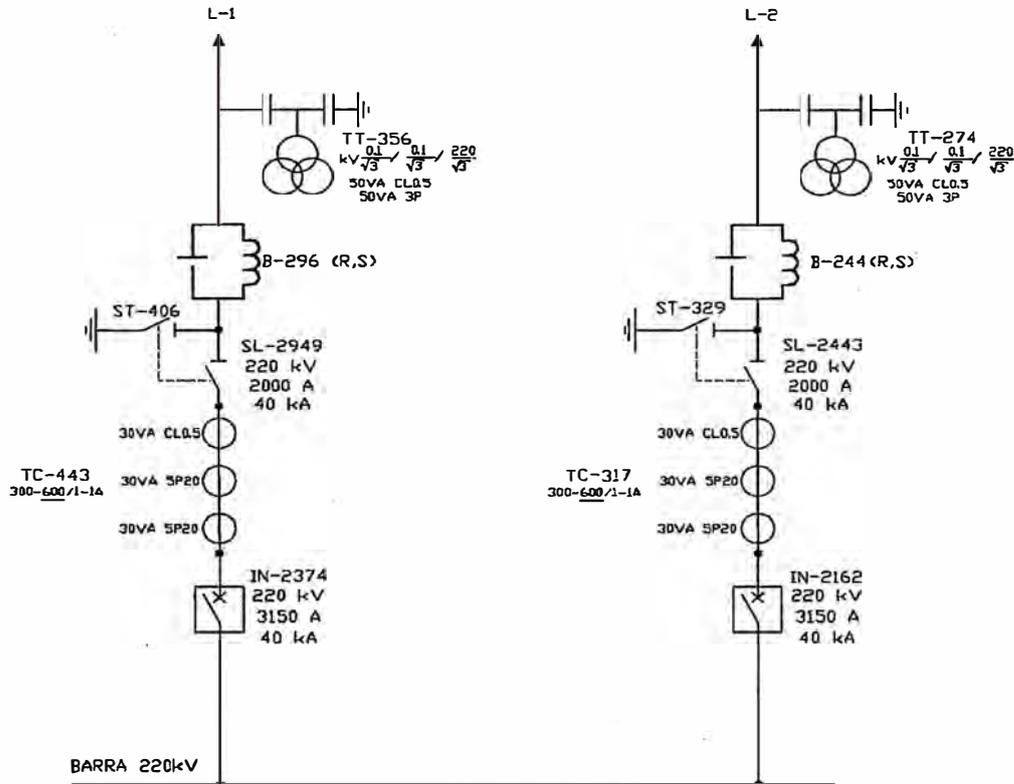


Fig. 2.1 Configuración barra simple

Con esta configuración cada circuito se puede conectar por medio del interruptor de transferencia a la barra de igual nombre, conservando en esta forma el servicio de circuito respectivo durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo, siempre y cuando existan fallas en el circuito, lo que demuestra la buena confiabilidad que la configuración presenta bajo estas circunstancias. Si la barra principal se divide por medio de un seccionador, para cada parte de ella, y el interruptor de transferencia se coloca entre los dos seccionadores, se tiene la posibilidad de hacer mantenimiento de barras dejando sin servicio únicamente la mitad de la subestación, y aun se puede mantener en servicio por medio del interruptor de transferencia y la barra de transferencia uno de los circuitos correspondientes a la barra que se quiere aislar, lográndose en esta forma alguna flexibilidad (con las limitaciones descritas para la barra sencilla). Además, con el seccionamiento se logra alguna confiabilidad por fallas en el barraje. [1].

Esta configuración es muy utilizada en subestaciones de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación. [1].

Doble Barra Para aumentarle la flexibilidad a la barra sencilla se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llamada de doble barra. (figura.2.3).

Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además, tiene confiabilidad pero no seguridad por fallas en barra y en los interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental [1].

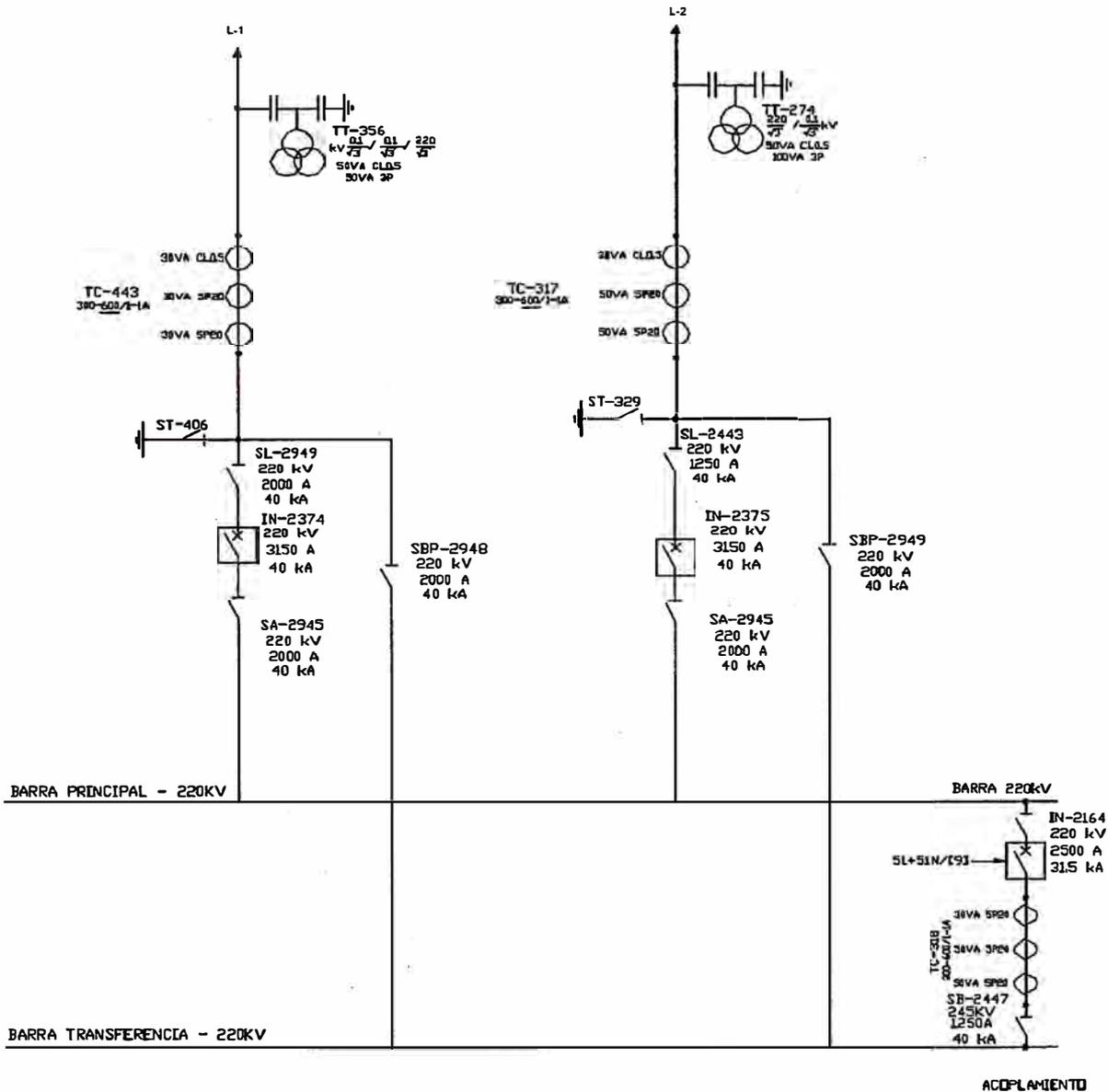


Fig. 2.2 Configuración barra principal y de transferencia

Se adapta muy bien a sistemas enmallados en donde es necesario disponer de flexibilidad debido a esta flexibilidad se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación. Tiene la ventaja adicional, sobre el seccionamiento longitudinal en las configuraciones anteriores, de que la conexión de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada anterior, de que la conexión de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada en cualquier momento dependiendo de las circunstancias o consignas operativas del sistema. [1].

Doble Barra más seccionador de by-pass o paso directo Reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal y de transferencia y la doble barra. Esto se logra a partir de la doble barra conectando a un seccionador By-pass o de paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo (figura.2.4). [1].

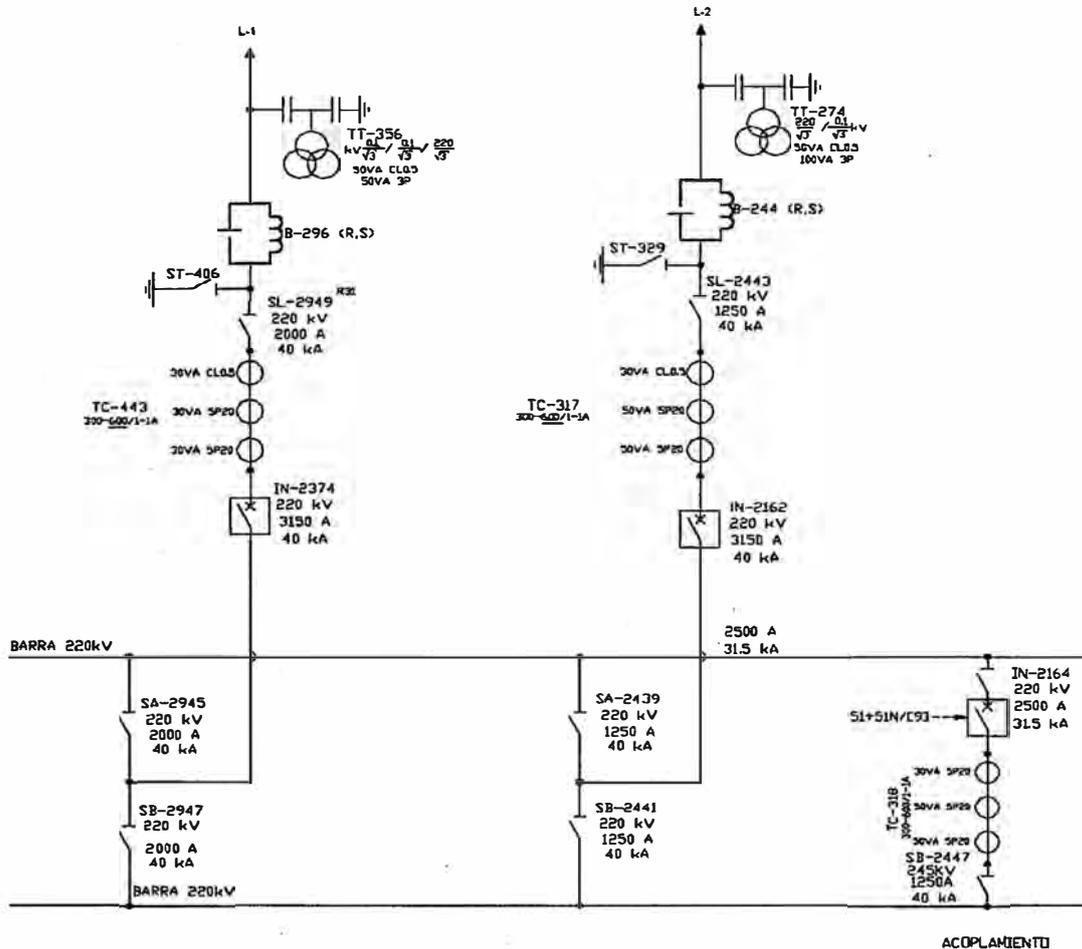


Fig. 2.3 Configuración doble barra

Con estos seccionadores adicionales se puede operar la subestación, complementariamente a la operación normal de doble barra, con una barra siendo principal y la otra de transferencia, utilizando el interruptor de acoplamiento como de transferencia para uno cualquiera de los interruptores de línea que se encuentre en mantenimiento. Cuando se tienen circuitos conectados a otra no es posible hacer mantenimiento a interruptores sin suspender el servicio, pues para ello se necesitaría que una de las barras estuviera completamente libre para usarla como barra de transferencia, no presentándose así conjuntamente las propiedades de flexibilidad y confiabilidad. [1].

El diseño es necesario considerar que las dos barras deben tener la misma capacidad y asu vez la misma capacidad de la subestación; el interruptor de acople hace parte de los barrajes y por lo tanto debe tener la misma capacidad que estos o por lo menos, la capacidad equivalente a la máxima transferencia posible entre los barrajes en cualquier topología de subestación. [1]

Doble Barra más seccionador de transferencia Esta configuración es una variante de la anterior, pero utilizando un seccionador menos (figura.2.5), para lograr esta configuración en forma práctica se requiere la utilización de seccionadores del tipo fijo pantógrafo o semipantógrafo (en donde la conexión o desconexión se efectúa verticalmente) o seccionadores instalados en los pórticos de la subestación en por lo menos una de la conexiones a la barra. Tiene las mismas características generales de la doble barra con seccionador by-pass. [1].

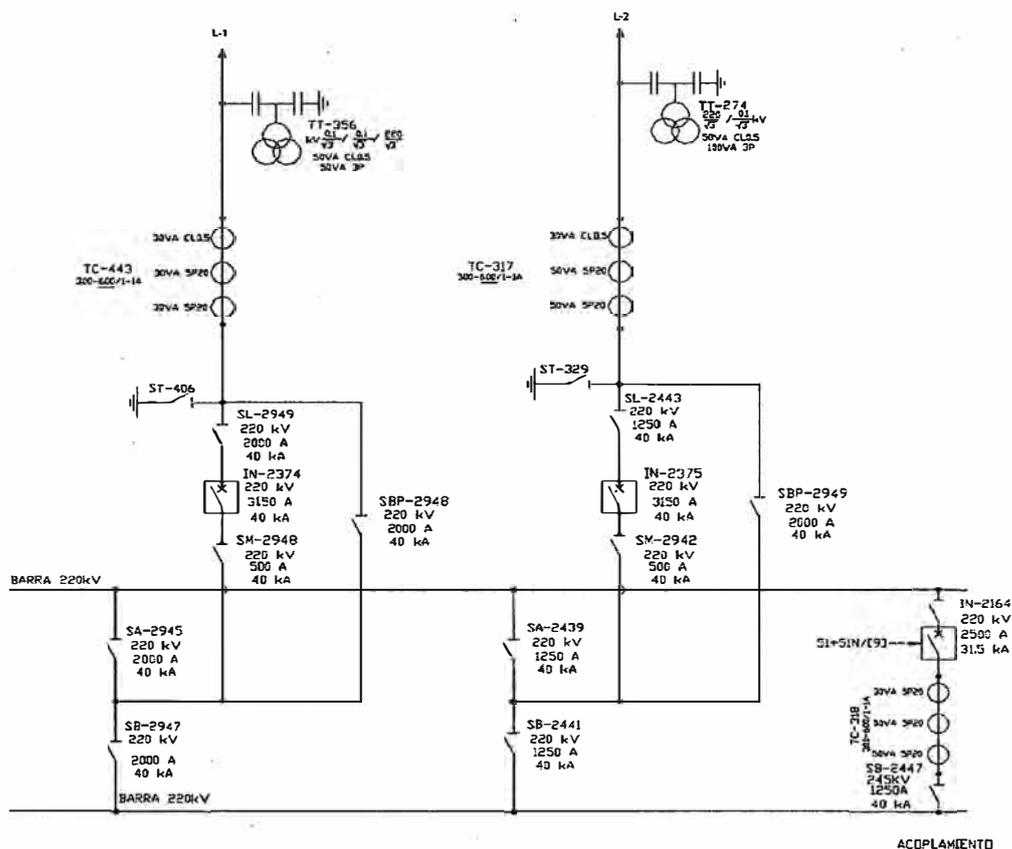


Fig. 2.4 Configuración doble barra más seccionador de by-pass

3.3.2 Configuración de conexión de barras – tendencia americana.

Por configuraciones de conexión de interruptores se entienden aquellas en las cuales los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de interruptores. Estas configuraciones incluyen la barra sencilla (que ya fue descrita anteriormente), el anillo y el interruptor y medio. [1].

Anillo En esta configuración no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos (figura.2.6). Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose el anillo. Cuando se requiere aislar un circuito por un periodo largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para poder cerrar los interruptores asociados a dicho y así dar continuidad al anillo. Es una configuración económica y segura, además de confiable, pero sin flexibilidad. Es segura y confiable por permitir continuidad de servicio por falla o durante mantenimiento de un interruptor, ya que cada línea o

circuito asociado a dos interruptores. El principal inconveniente consiste en que, en caso de falla en un circuito mientras se hace mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes, o perderse la seguridad en el sistema. Para cumplir la función de seguridad y confiabilidad para los cuales esta subestación fue ideada, es necesario operarla con todos los interruptores cerrados (tal como su operación normal); por lo tanto, bajo el punto de vista de flexibilidad es similar a una barra sencilla. [1].

Para efectos de distribución de corriente, los circuitos conectados al anillo se deben repartir de tal manera que las fuentes de energía se alternan con las cargas.

Por consideraciones prácticas conviene limitar el uso de esta configuración a un máximo de seis salidas. En este caso de ser necesario agregar más, es preferible cambiar la configuración a interruptor y medio. [1].

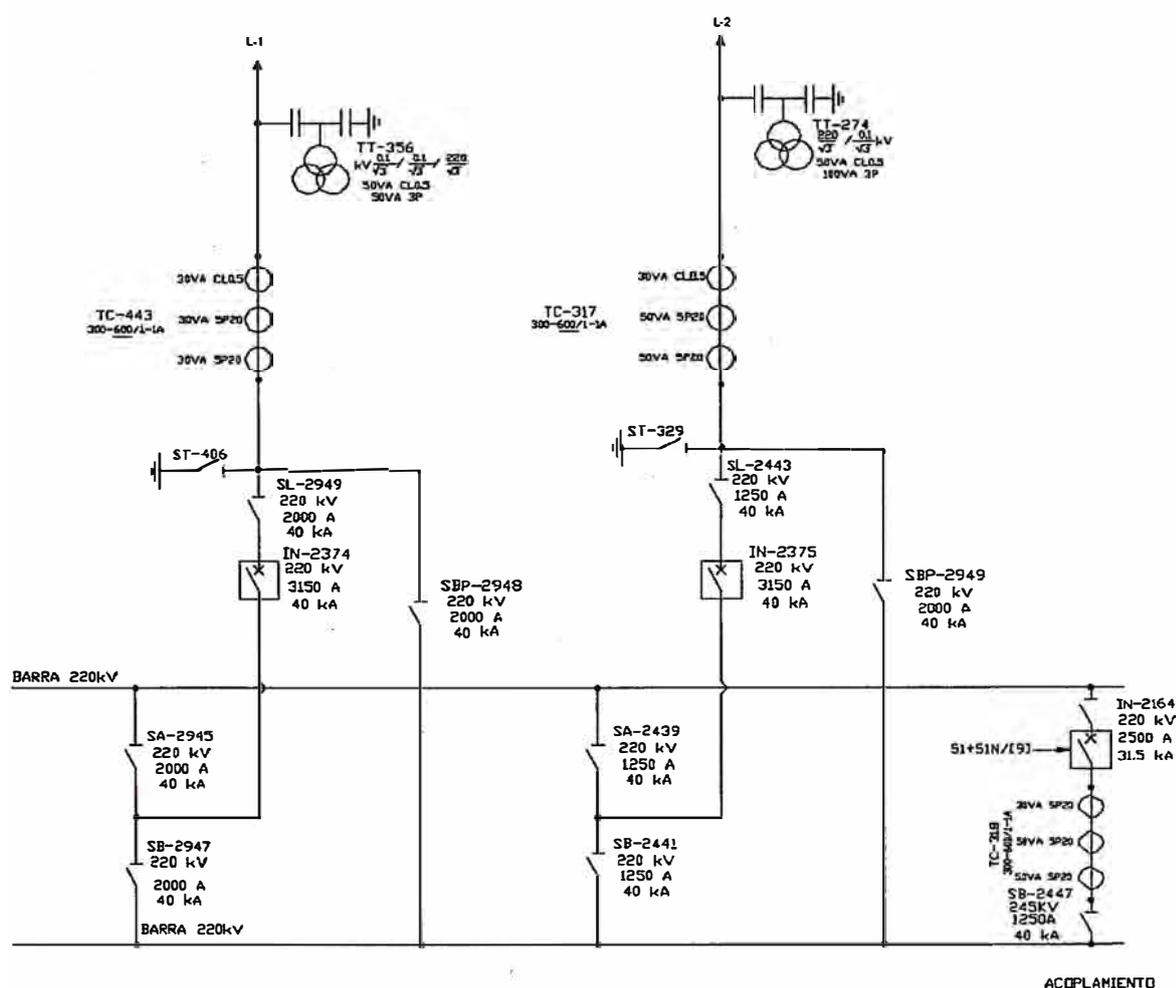


Fig. 2.5 Configuración doble Barra más seccionador de transferencia

Interruptor y medio Esta configuración debe su nombre al hecho de exigir tres interruptores por cada dos salidas. Un grupo de tres interruptores, llamado diámetro, se conecta entre los dos barrajes principales (figura.2.7), Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito de protección, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por fallas en los

interruptores como en los circuitos y en las barras. Normalmente se opera con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo (igual que en el caso de anillo), no es flexible; además, el tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.

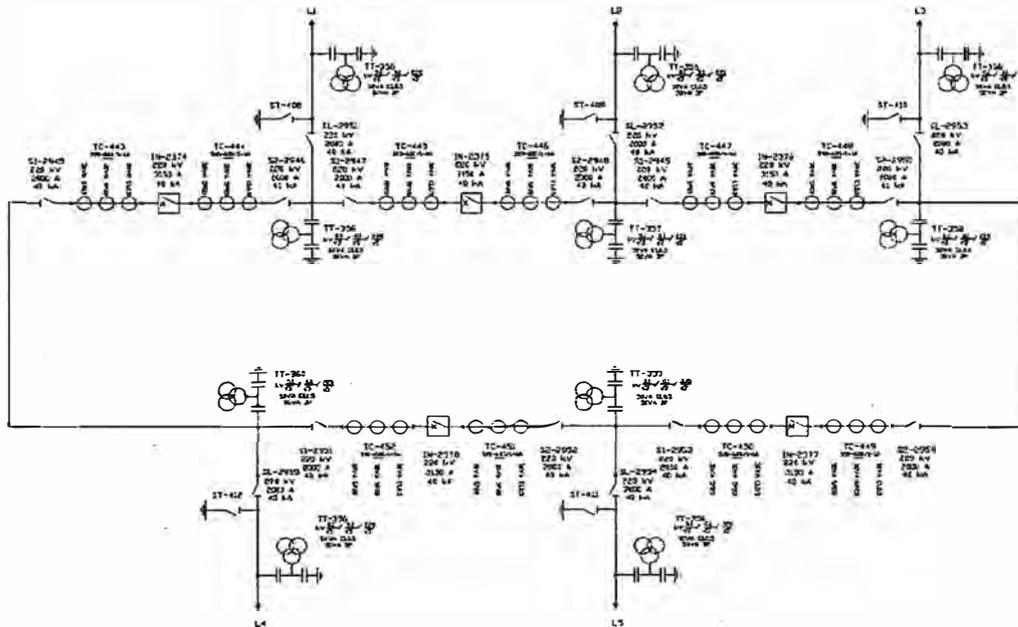


Fig. 2.6 Configuración en Anillo

Como en el caso del anillo, la desconexión de un circuito implica la apertura de dos interruptores. La protección y el recierre automático se dificultan por el hecho de que el interruptor intermedio (entre dos circuitos) debe trabajar con uno u otro de los circuitos asociados. Por parte, la falla de un interruptor en el peor de los casos solo saca de servicio un circuito adicional.

La definición de la capacidad de los equipos es difícil por cuanto exige prever la distribución de las corrientes, especialmente durante contingencias. En el caso de que la subestación tenga un número impar de circuitos, uno de ellos necesitaría dos interruptores, lo cual presenta un sobrecosto para la instalación. Usando el interruptor intermedio es posible pasar directamente a través de la subestación un circuito que normalmente entre a ella y que salga por el mismo campo. Esta configuración admite ciertas modificaciones para ahorrar alguna cantidad de equipos en salidas para transformadores, colocando un solo interruptor por campo y un seccionador a modo de transferencia conectando directamente los transformadores a las barras, como se ilustra en la figura 2.7

2.4 Automatización de subestaciones

2.4.1 Definición de sistemas de automatización

Como una definición muy simple podemos decir que un Sistema de Automatización de Subestaciones permite realizar funciones de protección, medición y supervisión, pero con la gran ventaja de que se incluye todo un sistema de comunicaciones entre la Subestación, la

Red de Potencia y los niveles jerárquicos de control, con la finalidad de optimizar el manejo de los recursos de capital y reducir los costos de operación y mantenimiento con una mínima intervención de operadores. Para estos fines se incluyen elementos inteligentes que permiten obtener acceso local y remoto al Sistema de Potencia y con esto poseer la capacidad de realizar funciones manuales, remotas o automáticas y obtener registros de todos los fenómenos que ocurren en la Red Eléctrica. [3].

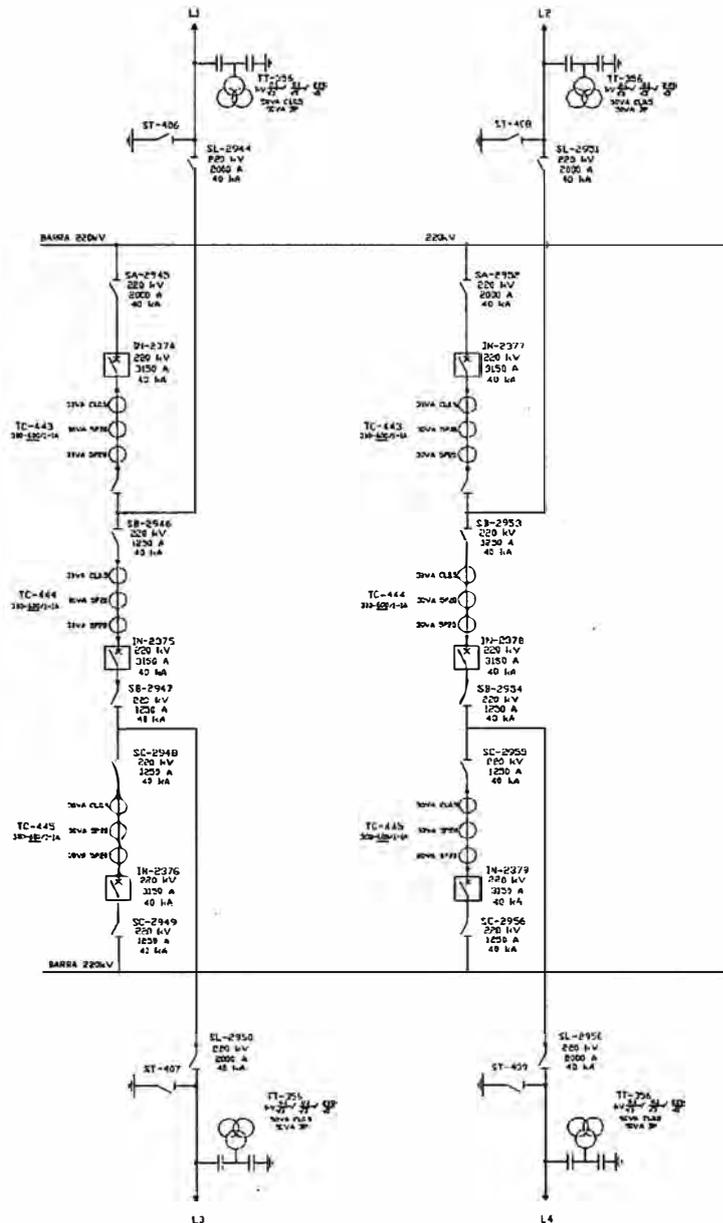


Fig. 2.7 Interruptor y medio

2.4.2 Estructura de la automatización de subestaciones.

La automatización de subestaciones requiere ser manejada desde 4 niveles diferentes, con el afán de tener un control jerárquico exhaustivo de todos los componentes, tanto de campo, como de control y supervisión ya en los niveles superiores, los niveles establecidos son:

- Nivel 0.- Patio de llaves (equipos de alta tensión).
- Nivel 1.- Controlador de Bahía
- Nivel 2.- Estación de Operación
- 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 ésta 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 cada uno de los niveles de mando disponibles en una subestación.

Nivel 0 (Equipos en patio)

El nivel cero corresponde a la operación desde los propios gabinetes de control en patio, de cada uno de los interruptores y seccionadores de la subestación. La selección de la operación desde este nivel se realiza por medio de los selectores local/remoto ubicados en cada gabinete de interruptores y seccionadores, seleccionando la posición local del selector.

Si el selector se encuentra en posición remoto el mando se puede realizar desde uno de los niveles superiores 1, 2 ó 3.

Generalmente se utiliza el mando desde este nivel en mantenimiento y por lo tanto se cablean las posiciones abierto de los seccionadores de tal forma que solamente en esta condición se pueda realizar la maniobra de cierre y apertura del interruptor.

De forma similar la operación de los seccionadores se realiza solamente cuando el interruptor se encuentra en posición abierto.

Nivel 1 (Sala de control)

Este nivel está conformado por los controladores de campo. Cada controlador está asociado a un campo de la subestación y están encargados de la adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control, enclavamientos, secuencias y operación local a través de la interfaz de usuario de nivel 1 (incluidas en los controladores de campo).

Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por los IEDs de protección los cuales poseen igualmente propiedades de adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control y enclavamientos. También se encuentran los registradores de falla, medidores, reguladores de tensión. La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entradas, salidas digitales y análogas de los IEDs y protección/controladores de campo asociados con los equipos de potencia en el patio de la subestación.

El controlador de bahía posee una llave local/remoto que en posición local permite la maniobra de los equipos desde él mismo y en posición remota permite la maniobra desde cualquiera de los niveles superiores 2 ó 3.

Con el selector local/remoto del controlador en posición local, el selector normal/respaldo en posición normal y el selector local/remoto del equipo en patio en posición remoto, se realiza

la operación desde el controlador de bahía, al cual se cablea todas las señales requeridas para realizar la lógica de enclavamientos que debe cumplirse para la operación de los equipos a controlar.

Nivel 2 (Estación de control HMI)

La operación de cierre y apertura de equipos se realiza desde la estación de operación HMI, a la cual le llega toda la información de la subestación a través del controlador de subestación que a su vez recibe la información de cada uno de los IED's, conectados físicamente por canales de comunicación en fibra óptica.

Es en este nivel que se realizan los despliegues gráficos y se puede visualizar el estado de cada celda de la subestación, tales como posición abierto o cerrado de equipos de patio, señales de alarmas y de medida de tensión y corriente.

Este nivel también cuenta con la opción de la selección local/remoto, en posición local, el selector normal respaldo en posición normal, el selector del controlador de bahía en posición remoto y el selector local/remoto del equipo en patio, en posición remoto, tiene la condición para operación desde este nivel de mando.

Nivel 3 (Centro de control)

Este modo de operación es seleccionado por defecto para las subestaciones desatendidas donde no hay un operador en la subestación para la maniobra desde uno de los niveles inferiores.

El nivel 3 se habilita cuando el nivel 0 se encuentra en remoto, el nivel 1 se encuentra en normal y en remoto y por último el nivel 2 también se encuentra en posición remoto. De este modo se habilita la operación desde el nivel 3 a través de la interfaz de telecontrol.

2.4.3 Diseño de sistemas de control y protección.

Introducción

El sistema de control y protección se define como el conjunto de funciones de control, protección, medida, registro y regulación de los diferentes dispositivos IED's en la Subestación.

La principal función de un sistema automatizado de control y protección (SAS) es el de supervisar, controlar y proteger los sistemas eléctricos de potencia, garantizando la distribución y continuidad de la energía eléctrica.

Algunas características de los sistemas de control y protección son los de fácil expansión, seguridad, disponibilidad, flexibilidad y confiabilidad.

Definiciones

Control Local: Consiste en la maniobra desde el mismo equipo.

Control Remoto: Se refiere al control de los equipos desde un lugar distante.

Supervisión: Función en la cual todas las indicaciones de estado se realizan desde un estación maestra (Ejemplo. Una IHM)

Monitoreo: Función mediante la cual se realiza la adquisición de variables del sistema de potencia para la supervisión.

Scada: “Supervisory Control and Data Acquisition System”. Sistema de control que trabaja sobre redes de comunicación para la supervisión y adquisición de datos.

Confiabilidad: Se define como la probabilidad de no tener disparo incorrecto de los interruptores de potencia.

Fiabilidad: Se define como la probabilidad de no tener omisión de disparo ante una falla en el sistema de potencia.

Seguridad: Probabilidad de no tener operaciones indeseadas.

Sistemas de control centralizado

El sistema de control centralizado, centraliza todo el sistema de control, protección y servicios auxiliares en un solo lugar, usualmente conocido como sala de control. Es en la sala de control donde se encuentran equipos controladores de bahía, relés de protección, medidores, registradores de falla, equipos de comunicaciones y servicios auxiliares.

Existen dos formas de llevar las señales desde el patio de llaves hasta la sala de control. El primero y muy común en nuestro medio y consiste en cablear directamente las señales desde la caja de mando o caja de agrupamiento de cada equipo en patio y llevarlas a través de canaletas hasta la sala de control. Otra forma de llevar las señales es utilizando un kiosco o caja de agrupamiento instala en el patio y cerca a los equipos de alta tensión. A esta caja se llevan todas las señales desde los equipos de alta tensión y desde ésta hacia la sala de control por medio de cables de control y fuerza, a través de las canaletas.

En la figura 2.8 se ilustra el esquema de un sistema de control centralizado.

Sistemas de control distribuido

El sistema de control distribuido consiste en instalar cacetas de control en el patio de llaves, en estas cacetas se ubican los tableros de control y protección de las celdas (bahías) de la subestación desde los cuales se puede realizar mandos sobre los equipos de alta tensión (nivel 1). Las señales de los equipos de alta tensión son cableadas hasta la caceta de control y desde aquí son llevadas hasta la sala de control por medio de enlaces de comunicaciones en fibra óptica (FO) donde se ubica un tablero controlador de subestación que contiene el equipamiento necesario para enviar las señales hacia el centro de control y la estación de trabajo del operador (IHM).

La ventaja de los sistemas de control distribuidos radica en el uso de equipos basados en microprocesadores y medios de comunicación por medio de redes de comunicación en fibra óptica, lo cual permite ahorrar el uso de equipos auxiliares y reducir el cableado convencional.

La figura 2.8 muestra el esquema de conexionado e interfaces de un sistema automático aplicando el Estándar IEC 61850.

Modo de operación para los equipos de alta tensión

Los modos de operación de los sistemas de control usados comúnmente según los niveles jerárquicos de control se dan a conocer a continuación.

Nivel 0: Este nivel corresponde al modo de operación directa desde la caja de mando del

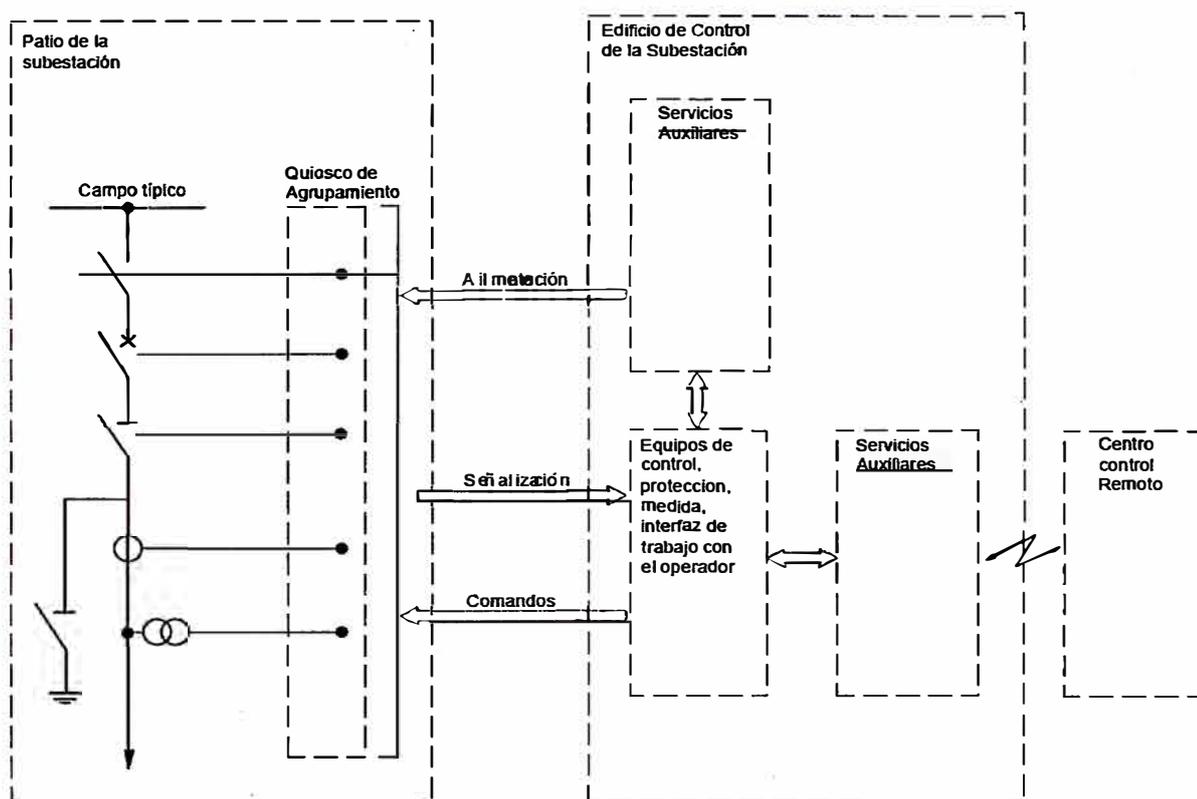


Fig. 2.8 Principio de los sistemas de control centralizados.

- equipo de alta tensión en el patio de llaves, tales como interruptores automáticos y seccionadores, que generalmente tienen un selector LOCAL / REMOTO que en posición LOCAL permite realizar el mando desde la propia caja de mando del equipo (Nivel 0), y cumpliendo los enclavamientos cableados para el cierre y apertura. En posición REMOTO permite el mando solamente desde los niveles superiores.
- **Nivel 1:** Corresponde al mando desde los controladores de bahía en posición LOCAL y cumpliendo con las lógicas de enclavamientos cargadas al sistema de automatización (SAS), con la selección del modo de operación REMOTO de este equipo, solamente se puede realizar el comando desde los niveles superiores.

En este nivel de operación también es posible utilizar como respaldo para la operación de los interruptores un mímico que permite abrir o cerrar un interruptor cumpliendo con los requerimientos mínimos cableados.

- **Nivel 2:** Este nivel permite la ejecución de comandos en modo LOCAL (subestación), desde la interfaz humano-maquina (IHM) con la opción de la estación de operación en REMOTO la operación de comandos solo puede realizarse desde el nivel superior 3.
- **Nivel 3:** El nivel 3 corresponde a la operación de comandos, supervisión y monitoreo desde el centro de control generalmente ubicado en las ciudades a cientos de kilómetros de la subestación y donde se concentra la operación de un sistema de potencia.

Funciones de los sistemas de control y protección

- Dentro de las principales funciones de los sistemas de automatización (SAS) podemos mencionar los siguientes:

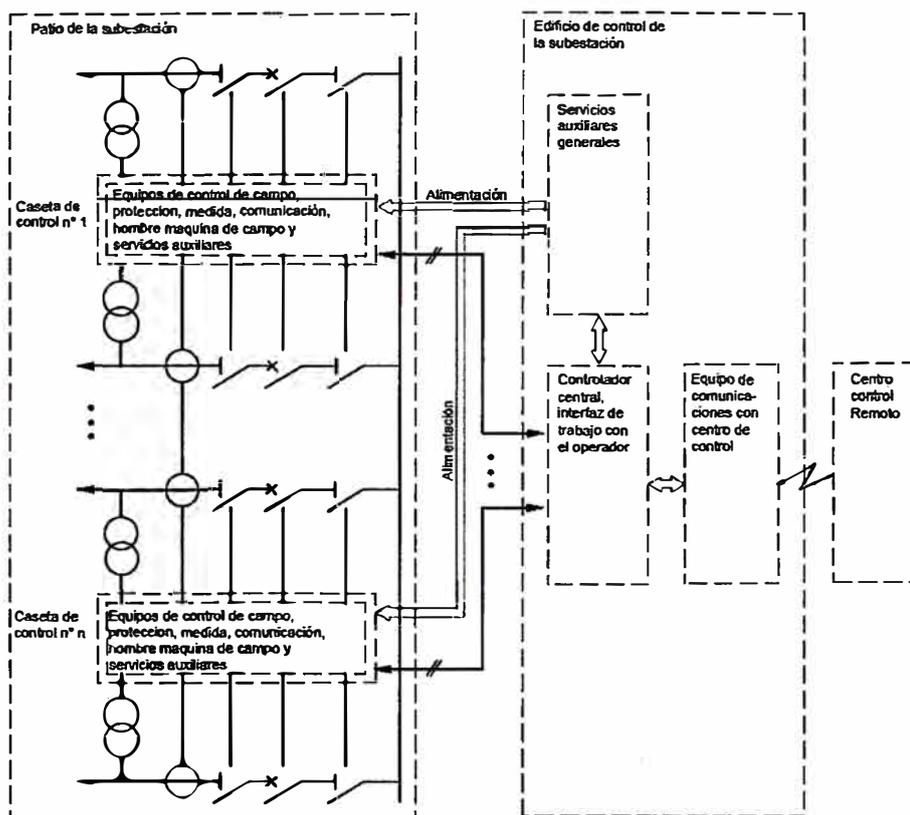


Fig. 2.9 Principio de los sistemas de control distribuidos.

- **Señalización local y comandos**

La adquisición de las señales en una subestación automatizada bajo la IEC 61850 se obtiene por medio de los múltiples IED's integrados bajo una arquitectura de comunicación y son retransmitidos hacia los niveles superiores (2 y 3) para la supervisión y operación de comandos desde estos niveles.

Dentro de las principales señales de alarma y supervisión que se obtienen por medio de los IED's tenemos:

Señales de alarmas de los equipos de alta tensión.

- Posición abierto/cerrado de los equipos de alta tensión.
- Falla fusible ó térmico de protección de secundario de transformador de tensión.
- Alarmas de transformadores de potencia.
- Disparos por protecciones mecánicas en transformadores de potencia.
- Disparos por cada función de protección, emitidos por los relés de protección.
- Falla de equipos de teleprotección.
- Registro de fallas y oscilografías.
- Falla o falta de alimentación continua.
- Falta de alimentación alterna.
- Alarmas de disparo de relés de protección (Por función de protección).
- Supervisión de circuito de disparo.
- Monitores de parámetros de red (Tensión, Corriente y frecuencia).

Los comandos a ejecutarse desde un SAS son:

- Apertura de equipos de alta tensión.
- Cierre de equipos de alta tensión.
- Subir y bajar cambiador de tomas.
- Reposición de relés de disparo y bloqueo.
- Control de mecanismos automatizados como control de ventiladores y otros.
- **Interfaz humano – maquina (IHM)**

La interfaz humano – maquina se realiza por medio de los IED's y la estación de operación o computador operacional, éstos contienen toda la información necesaria para visualizar ya sea una celda o la subestación completa (Diagrama unifilar) y poder realizar comandos de operación cumpliendo la lógica de enclavamientos para su ejecución.

La interfaz puede generarse tanto en nivel uno a través de los controladores de bahía ó por medio de la interfaz operacional del NIVEL 2, con el controlador en modo remoto.

- **Interfaz con el centro de control remoto**

Los centros de control normalmente se ubican en las ciudades a muchos kilómetros de distancia hacia las subestaciones y una de las funciones del sistema de control es también transmitir y recibir información del centro de control remoto, donde se encuentra el sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System) para la supervisión del sistema interconectado.

El sistema de control reporta cronológicamente todos los eventos ocurridos en la subestación, en forma ordenada con una resolución de un milisegundo. Los eventos también son registrados en una impresora local para el registro de eventos (SOE) y posteriormente sirven para el fácil análisis de fallas. Adicionalmente los eventos también son almacenados en bases de datos, desde donde pueden ser filtrados, ordenados y agrupados para su posterior consulta de ser necesarios.

Los protocolos para la transmisión y recepción del sistema de control hacia el centro de control remoto pueden ser por medio de protocolo propietario o utilizar protocolos abiertos como DP3.0, IEC 60870-5-101, IEC 60870-6-TASE.2 o IEC 61850 y utilizar como medio de comunicación onda portadora, fibra óptica (Cable de guarda OPGW), microondas, radio, satélite o redes telefónicas.

Adicionalmente los sistemas de control realizar otras funciones como las que mencionamos a continuación.

- Supervisión de circuitos de disparo
- Secuencias automáticas de control
- Marcación de eventos y alarmas
- Comunicación con la red de área local
- Autochequeo y autodiagnóstico
- Control de equipos
- Manejo de datos histórico

- Reportes
- Registro de fallas
- Monitoreo y diagnóstico de los equipos de potencia
- Parametrización de protecciones y visualización de oscilografías
- **Sistemas de protección**

El diseño del sistema de protección es normalmente de acuerdo a la configuración del sistema de potencia y de acuerdo al equipo a proteger pudiendo ser un transformador, un reactor, banco de condensadores, barrajes o líneas de transmisión. El diseño puede variar de un sistema a otro, según el nivel de tensión, importancia dentro de la instalación o de acuerdo a las prácticas de la empresa de transmisión.

El sistema de protección implementado debe ser capaz de brindar confiabilidad, selectividad, fiabilidad y seguridad en el sistema de potencia además de tener como objetivo principal la disminución de la influencia de las fallas en el sistema.

Hasta hace algunos años el sistema de protecciones y el sistema de control se constituía como dos sistemas que operaban por separado y enviaban la información hacia los centros de control remoto de forma aislada. A partir de la aplicación de la IEC 61850 es posible integrar estos dos sistemas en uno solo llamado SAS (Sistema automatizado de subestaciones) bajo una arquitectura de comunicaciones y donde ambos sistemas interactúan, intercambian información y transmiten o reciben las señales hacia el centro de control remoto.

2.4.4 Arquitectura de la automatización de subestaciones

La inclusión de equipo microprocesador en la automatización de S/E permite procesar los datos en forma digital, pero es claro que los datos y las mediciones tomadas en el campo mismo del proceso deben ser convertidos en señales digitales antes de ser procesadas. Para las señales análogas se utilizan convertidores análogo/digitales (ADC) [2].

Entonces, el proceso de obtención y transformación de señales de una bahía hacia el equipo microprocesador se basa en la siguiente estructura:

Sin embargo, aunque los IED's puedan realizar muchas funciones, es necesario guardar cierta disponibilidad en la parte de adquisición de datos, así como también en los equipos que realizan funciones físicas, para asegurar espacio funcional que puede ser requerido ocasionalmente en condiciones inesperadas. [2].

Este principio da lugar al primer concepto de arquitectura de la automatización de S/E, el cual se muestra en la figura 2.11. Sin embargo, aunque los IED's puedan realizar muchas funciones, es necesario guardar cierta disponibilidad en la parte de adquisición de datos, así como también en los equipos que realizan funciones físicas, para asegurar espacio funcional que puede ser requerido ocasionalmente en condiciones inesperadas. [2].

Este principio da lugar al primer concepto de arquitectura de la automatización de S/E, el cual se muestra en la figura 2.11.

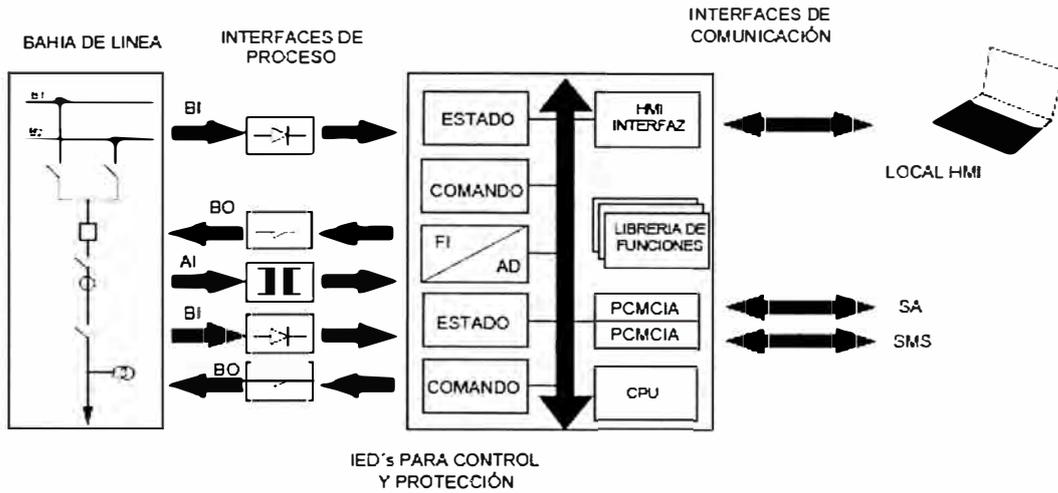


Fig. 2.10. Arquitectura de la automatización de subestaciones
Estructura de comunicación Bahía – IED

- BI Entrada binaria
- BO Salida binaria
- AI Entrada análoga
- FI Filtro
- AD Convertidor análogo/digital

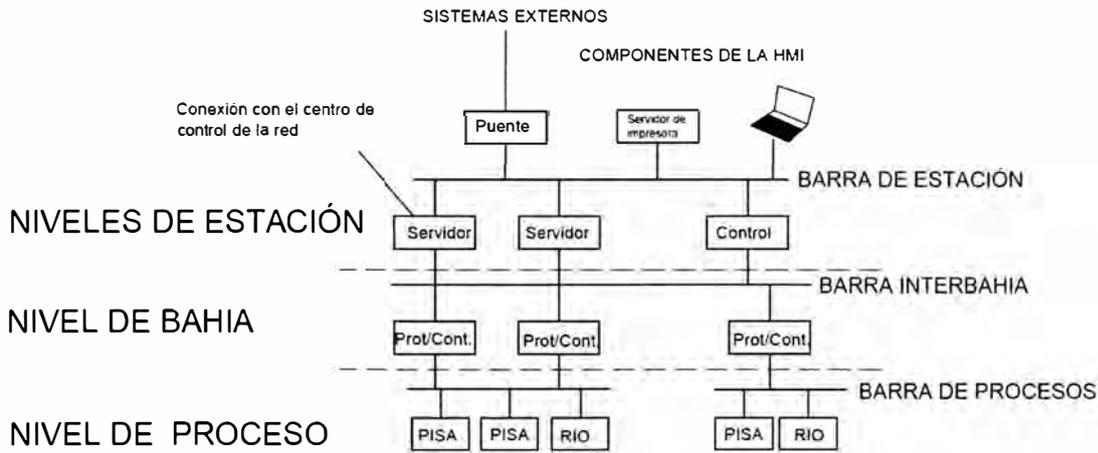


Fig. 2.11 Arquitectura de la automatización

Los datos son adquiridos en el nivel de proceso a través del funcionamiento de unidades remotas análogo/digitales (RIO) y sensores y actuadores inteligentes (PISA = Interfaz de procesos para sensores y actuadores); la barra de procesos los conecta al equipo de nivel de bahía, en donde las funciones de protección y control incluyendo una HMI de nivel de bahía están localizadas. Las unidades del nivel de bahía están comunicadas entre si o a los servidores del nivel de estación a través de la barra de inter bahía. Las funciones del nivel de estación implementadas en los servidores de estación se comunican a través del Gateway entre ellas, con centros de control de la red o con centros de monitoreo. La unidad de control de nivel de estación realiza tareas relacionadas con procesos de nivel de estación, tales como secuencias de interrupción.

En la figura 2.11 Observamos que se aplica la estructura descrita en la sección 2.4, pero adicionalmente encontramos una barra por cada nivel; estas barras permiten la comunicación

entre los instrumentos del mismo nivel y de los niveles adyacentes. Estas barras son descritas a continuación:

Barra de Estación

Es principalmente usada para conexiones de la HMI a los terminales e impresoras; así mismo, es utilizada como interfaz hacia ambientes de oficina y para labores de supervisión entre servidores.

Barra de Interbahia

Conecta los instrumentos de bahía al nivel de estación (dándose una comunicación vertical); adicionalmente, permite realizar comunicación en tiempo real entre los instrumentos de bahía (comunicación horizontal).

Barra de procesos

Conecta actuadores, sensores, unidades periféricas secundarias y unidades remotas análogo/digitales a las unidades de procesamiento del nivel de bahía, tomando datos en tiempo real y transmitiéndolos en el menor tiempo posible.

- Comunicación maestro – esclavo
- Proceso periódico de transferencia de estado
- Comunicación de igual a igual
- Comunicación entre múltiples iguales
- Comunicación servidor – cliente

Dentro del sistema de comunicación es necesario tener en cuenta aspectos importantes como: tiempos de transmisión y sincronización de los datos tomados, seguridad y disponibilidad para transmisión de datos y los medios de comunicación a utilizarse (interfaces).

Así mismo, para aplicar el esquema de estructura básica mostrado en la figura 2.2., es necesario que los sistemas de protección y control sean integrados en uno solo, ya sea mediante el uso de un solo instrumento por cada elemento a proteger y controlar, o dos o más instrumentos con operación coordinada y calibrados para interactuar con parámetros compartidos. La selección del número de instrumentos a utilizarse para coordinar e integrar estas dos funciones tomará en cuenta parámetros de seguridad y confiabilidad.

Topologías básicas de red en los sistemas de Automatización

La norma IEC 61850 define diversos nodos lógicos y físicos en una subestación, como nivel estación, nivel celda y nivel proceso. Además adopta como red de comunicación la tecnología ETHERNET, pero no define una topología de la red LAN.

Algunas de las topologías básicas son ampliamente conocidas, pero se debe de tener en cuenta muchos factores al momento de adoptar una determinada topología ya que cada empresa eléctrica posee su propia configuración particular de subestaciones.

Al decidir adoptar una determinada topología de red para una subestación, se deben considerar como aspectos más críticos a lograr: una adecuada seguridad, confiabilidad, y disponibilidad, es decir un adecuado grado de “tolerancia a fallas” en especial cuando se implementan mensajes GOOSE. Los requerimientos mencionados implican por una parte

definir una topología adecuada para alcanzar esos objetivos, pero por otra parte, es necesario mantener la inversión acotada, obviamente teniendo en cuenta las características de configuración y nivel de tensión de cada estación. Es por ello que la topología que se adopte adquiere una importancia fundamental.

Entre las topologías básicas que se utilizan en los sistemas de automatización (SAS) tenemos:

- **Bus o cascada**

Es la topología (arquitectura) más simple, no presenta posibilidad de tolerancia a las fallas y la cantidad de dispositivos que se pueden conectar depende de los tiempos de retardo admisibles en el sistema.

En este caso de ocurrir una falla de la red física entre cualquier switch y el consecutivo, se perdería toda la información de los IED's conectados a los switches aguas abajo de la falla.

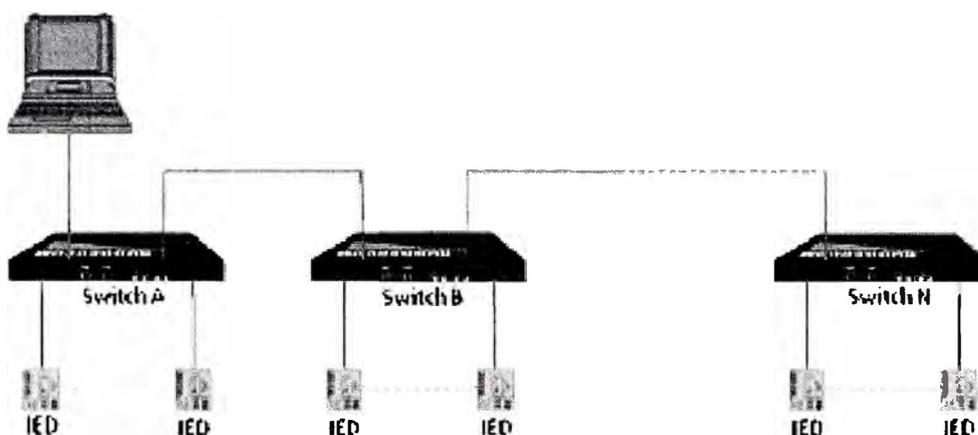


Fig. 2.12 Topología de red LAN Ethernet bus o cascada.

- **Estrella**

Es una topología que tampoco presenta posibilidad de tolerancia a fallas debido a que al presentarse una falla entre el switch principal y cualquiera de los que recogen la información de los IED's, se perderá toda la información que recoge éste switch.

Esta arquitectura presenta también menores tiempos de retardos comparado con la topología cascada.

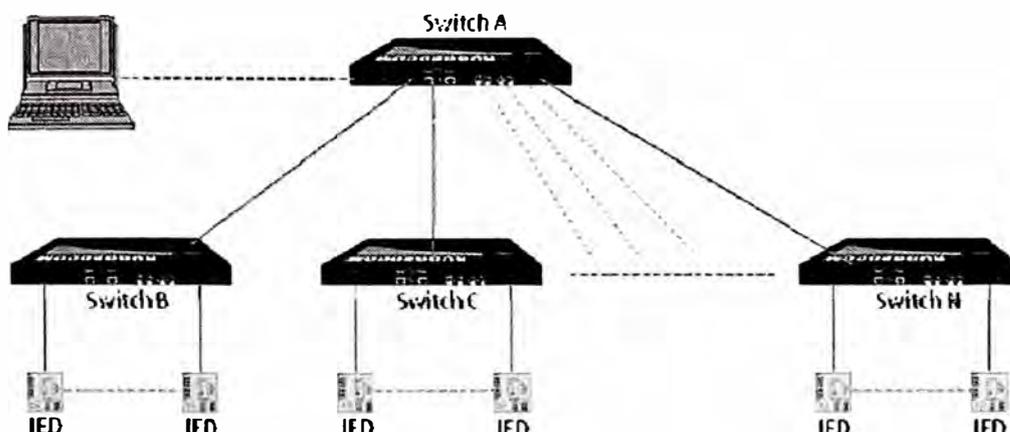


Fig. 2.13 Topología de red LAN Ethernet Estrella.

- **Anillo**

Esta configuración muestra un primer nivel de redundancia. Utilizando un protocolo de reconfiguración de red, si una de las conexiones entre switches falla, por el camino alternativo la información de todos los IED's se mantiene accesible. Si lo que falla es un switch completo, lo anterior es válido, excepto para los IED's conectados al switch fallado.

La figura 2.14 muestra la topología en anillo.

- **Estrella anillo combinada**

Esta topología resulta de la combinación de las arquitecturas anillo y estrella. Este tipo de topología presenta una mayor tolerancia a las fallas ya que cada uno de los switches que conectan a los IED's se encuentran conectados a dos switches que a su vez conforman un anillo.

Esta arquitectura es tolerante a las siguientes fallas:

- Falla entre los switch A o B
- Falla entre los switches de C al N con A o B
- Falla en una de las conexiones entre A o B

La figura 2.15 muestra la topología Estrella anillo combinada.

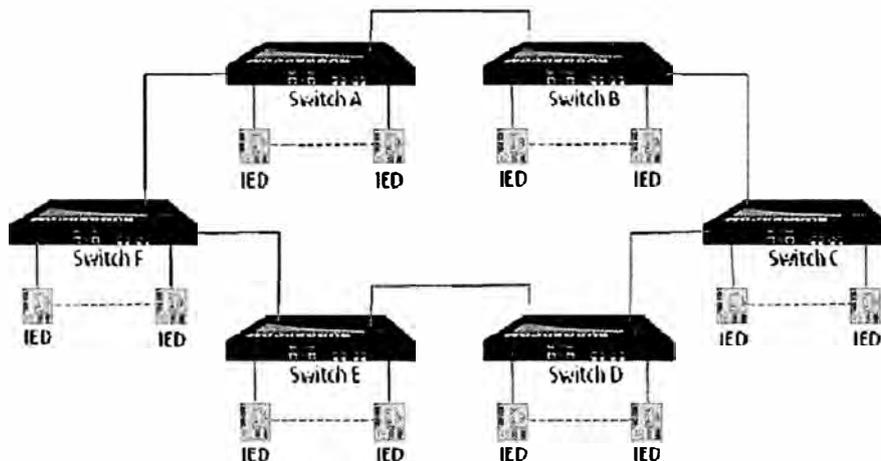


Fig. 2.14 Topología de red LAN Ethernet Anillo.

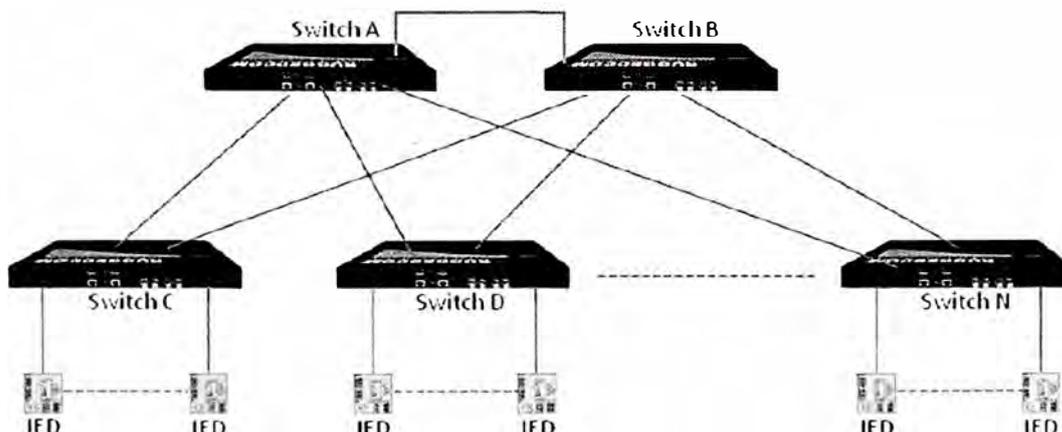


Fig. 2.15 Topología de red LAN Ethernet Anillo.

- **Anillo doble.**

La arquitectura anillo doble brinda una gran tolerancia a fallas debido a la redundancia tanto entre los switches que conectan a los IED's como la redundancia entre los switches de interfaz hacia el centro de control o hacia la IHM, como se muestra en la figura 2.16.

Estas son algunas de las arquitecturas básicas más comunes utilizadas en la automatización de subestaciones pero que finalmente depende de los requerimientos del sistema, de los estándares de la empresa propietaria de la subestación y del factor económico del proyecto.

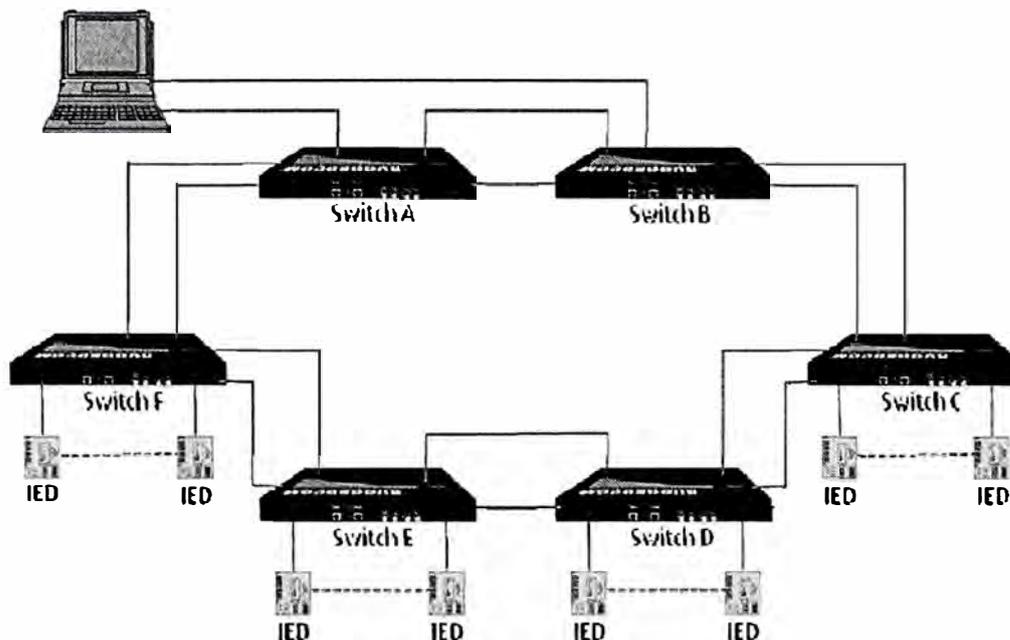


Fig. 2.16: Topología de red LAN Ethernet Anillo.

2.4.5 Protocolos más usados

IEC61850

a. Introducción

La norma IEC 61850 (Communication Networks and Systems in Substations) 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). Asimismo 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.

b. Generalidades

Los datos (la información) en una subestación no ha de cambiar en el tiempo en una subestación, pero si lo hará la tecnología de la comunicación, por lo tanto a manera general la norma a partir de las funciones de control de la subestación crea unos objetos o modelos de

datos, los cuales se interconectan entre sí mediante servicios de comunicación que luego son relacionados (mapeados) en la plataforma de protocolo de comunicación utilizada.

c. Nodo Lógico

Como concepto principal la norma define una serie de interfaces estándar a través de las cuales fluyen los datos. Estas interfaces se denominan Nodos Lógicos. Un Nodo Lógico puede ser visto como la ventana hacia el mundo exterior de una función. La norma define los nodos, no las funciones. Con la estructura de nodos planteada en la norma se pueden especificar nuevos nodos lógicos para incorporar nuevas funciones creadas por los fabricantes. En la versión actual de la norma existen 90 nodos descritos.

La normatividad para los nodos especifica los datos que entran y salen, así como la configuración del nodo.

Cada IED dependiendo de su funcionalidad contiene uno o más nodos. La comunicación entre dos IEDs se traduce como la comunicación entre nodos de cada IED.

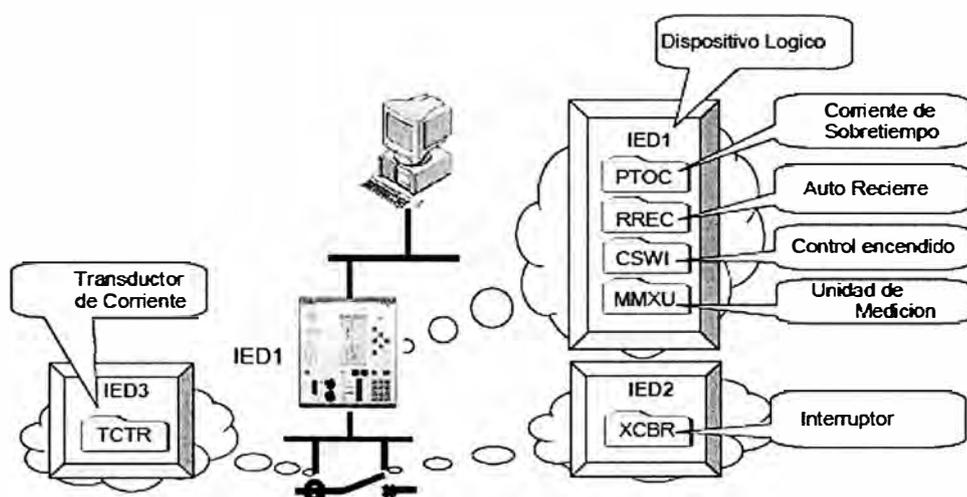


Fig. 2.17 Comunicación entre IEDs a través de protocolo IEC61850.

d. Bus

Para poder tener acceso a todos los componentes (IEDs) del sistema de control de la subestación, sin necesidad de Gateways y a través de protocolos de comunicación estándar se utiliza la tecnología de comunicaciones Ethernet. Con esta tecnología se logra tener un bus a lo largo de toda la subestación de donde se puede tener acceso a la información y con la flexibilidad requerida para permitir la conexión de equipos con diferentes funciones, fabricantes y versiones. Ethernet utiliza una arquitectura cliente / servidor, donde los IEDs funcionan como servidores en la medida que poseen la información del proceso y se la entregan a cualquier cliente que la solicite (por ejemplo otros IEDs) y como clientes en la medida que solicitan datos a algún servidor (otro IED que posea información).

e. Intercambio de Datos

Los datos que se manejan en la red pueden dividirse en los siguientes grupos principales:

- Datos de operación de la subestación: Dentro de este grupo de datos se tiene la información relacionada con el estado de los equipos, alarmas y señales de control. Esta información se

encuentra normalizada y maneja un nivel intermedio de prioridad en el flujo de información en el sistema.

- Datos de gestión y/o configuración de la subestación: Dentro de este grupo se contemplan los datos de configuración y ajuste de los IEDs, así como la transferencia de archivos. Esta clase de datos posee una prioridad baja en el flujo de información en el sistema.
- Datos de proceso: Dentro de este grupo se incluye la información de medida y las señales de disparo y enclavamientos. Señales de medida, serían por ejemplo los valores digitales que transmitirían los CTs y PTs conectados a la red a partir de las variables análogas medidas del sistema de potencia. Estos datos tienen que estar disponibles muy rápidamente para los demás equipos sobre la red por lo tanto tiene prioridad alta en el flujo de información del sistema. Señales de disparo y enclavamientos, son señales que requieren de una alta disponibilidad y velocidad (del orden de unos pocos milisegundos), por lo tanto estas señales no pueden ser retrasadas por el flujo de otros datos sobre la red y tienen un manejo prioritario en la red.

f. Servicios

La transmisión de los datos antes mencionados de nodo lógico a nodo lógico se hace a través de servicios de comunicación definidos por la norma. Dentro de estos servicios se tiene por ejemplo:

- Leer valores.
- Escribir valores.
- Transferencia rápida de eventos (GOOSE).
- Sincronización de tiempo.
- Transferencia de archivos.

Con el fin de hacer factible la norma también en el futuro cuando habrá nuevas tecnologías de comunicación, la norma define en un capítulo (Data and Service Model 7) de forma general estos servicios. En otros capítulos (Mapping to Real Communication Networks 8 y 9) se establecen adicionalmente los parámetros para hacer los enlaces con la capa inferior de protocolo existentes hoy en día (Ethernet, TCP/IP, UDP/IP, SNTP y MMS).

Dentro de los servicios de comunicación, la norma describe para la transmisión rápida de eventos el servicio GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Este es un servicio que utiliza la posibilidad de enviar a través de la red mensajes con un bit de prioridad, definido en la norma IEEE 802.1q de Ethernet, para transmitir información que requiera de mucha velocidad. Normalmente la información requerida para enclavamientos y señales de disparo es enviada con el servicio GOOSE.

Los mensajes del servicio GOOSE son del tipo multicast, es decir son transmitidos a la red en general, y solo los equipos que estén suscritos para recibir el mensaje lo podrán tomar de la red.

Como la transmisión es del tipo multicast es decir no hay posibilidades de un mensaje de acuso de recibo del telegrama, se requiere de un mecanismo de repetición del mensaje para

asegurar la transmisión segura del telegrama. Este mecanismo consiste en estar enviando repetidamente el mensaje GOOSE. En estado estable el mensaje se envía cada cierto tiempo T_0 , pero ante un evento, el intervalo de transmisión se acorta, y es progresivamente aumentado hasta llegar nuevamente a T_0 .

El mensaje GOOSE, es enlazado (mapeado) directamente sobre Ethernet y el mensaje es identificado con un bit de prioridad. Al llegar a un switch en la red, éste identifica el bit de prioridad y pone el telegrama GOOSE de primero en la cola de envíos.

Para explicar el proceso del flujo de datos bajo el esquema IEC61850, se tiene el siguiente ejemplo, desde la IHM de la subestación se envía un comando de abrir el interruptor, asociado a este interruptor se encuentra un IED. Los pasos del proceso son:

- La IHM envía un mensaje al nodo CSWI del IED de seleccionar el interruptor.
- CSWI verifica a través del IED que el interruptor esté disponible y apto para el comando.
- Si el interruptor está listo, CSWI envía un mensaje de retro aviso positivo.
- La IHM envía a CSWI la orden de abrir el interruptor.
- El IED verifica que los enclavamientos estén dados.
- Si las condiciones están dadas, CSWI envía al nodo XCBR del interruptor la orden de abrir.
- El mecanismo del interruptor se activa.
- XCBR del interruptor envía a CSWI un retro aviso positivo.
- CSWI envía a la IHM un retro aviso positivo.
- El interruptor pasa por el estado intermedio.
- El estado intermedio es enviado al nodo CSWI.
- El interruptor llega a la posición abierto.
- El estado abierto es enviado al nodo CSWI.
- El estado abierto es enviado a la IHM.
- El nodo CSWI le informa a la IHM que el comando ha finalizado.
- XCBR desactiva el mecanismo del interruptor.

La información de la posición del interruptor es enviada a la IHM utilizando los servicios de comunicación de reporte de eventos y es enviada a la red en modo multicasting utilizando el servicio GOOSE para actualizar la información de enclavamientos. Los IEDs que estén matriculados para recibir este mensaje GOOSE, harán caso al mensaje y lo procesarán.

g. Lenguaje para la descripción de la configuración de la subestación

La norma especifica un lenguaje para la descripción de la configuración del sistema y de los IEDs de la red. Mediante este formato se logra el intercambio de archivos de configuración para todos los componentes del sistema sin importar el fabricante. La norma utiliza como lenguaje el XML (Extensible Markup Language). El proceso de ingeniería para la configuración de un sistema se puede resumir de la siguiente manera:

• Ingeniería a nivel de IEDs

Cada fabricante de IEDs conforme a la norma debe poseer en formato estándar (XML) un archivo con la descripción típica del dispositivo en lo que respecta a las características

principales y la estructura de datos (nodos lógicos) que ofrece el equipo, con esta información y mediante la utilización de un herramienta (software) de configuración de IEDs (propietario de cada fabricante) se crea un archivo en formato estándar (XML) con la información específica de los equipos que se van a configurar en el sistema. Este archivo se denomina ICD (IED Configuration Description).

• Ingeniería a nivel de Subestación

Mediante la utilización de una herramienta (software) de configuración del sistema (software propietario) se crea la parametrización completa de la red de información de la subestación. Esta herramienta utiliza la información contenida en cada archivo ICD de los IEDs que van a integrarse en la red y genera la parametrización completa de la red de información del sistema. Se configura por ejemplo, los datos que van a compartir los distintos IEDs, las condiciones y características de la red, etc. Esta parametrización es almacenada en un archivo de configuración en formato estándar (XML) denominado SCD (Substation Configuration Description).

• Configuración de IEDs

Con la información de la parametrización de la red de comunicaciones contenida en el archivo SCD, son configurados cada IED mediante la herramienta específica de configuración de cada equipo. De la información contenida en el SCD se puede saber que datos va a entregar y recibir cada IED.

Ethernet

Uno de los elementos claves en la automatización de subestaciones aplicando IEC 61850 es la LAN Ethernet, esta se convierte en el soporte de las comunicaciones entre IED's dentro de la subestación.

Ethernet (también conocido como estándar IEEE 802.3) es un estándar de transmisión de datos para redes de área local que se basa en el siguiente principio:

Todos los equipos en una red Ethernet están conectados a la misma línea de comunicación compuesta por cables cilíndricos.

Se distinguen diferentes variantes de tecnología Ethernet según el tipo y el diámetro de los cables utilizados:

- 10Base2: el cable que se usa es un cable coaxial delgado, llamado thin Ethernet.
- 10Base5: el cable que se usa es un cable coaxial grueso, llamado thick Ethernet.
- 10Base-T: se utilizan dos cables trenzados (la T significa twisted pair) y alcanza una velocidad de 10 Mbps.
- 100Base-FX: permite alcanzar una velocidad de 100 Mbps al usar una fibra óptica multimodo (la F es por Fiber).
- 100Base-TX: es similar al 10Base-T pero con una velocidad 10 veces mayor (100 Mbps).
- 1000Base-T: utiliza dos pares de cables trenzados de categoría 5 y permite una velocidad de 1 gigabite por segundo.

- 1000Base-SX: se basa en fibra óptica multimodo y utiliza una longitud de onda corta (la S es por short) de 850 nanómetros (770 a 860 nm).
- 1000Base-LX: se basa en fibra óptica multimodo y utiliza una longitud de onda larga (la L es por long) de 1350 nanómetros (1270 a 1355 nm).

Una LAN Ethernet está compuesta por una serie de switches Ethernet interconectados entre sí.

Un primer requisito es que estos equipos de comunicaciones deben estar preparados para funcionar correctamente bajo unas condiciones (tanto medioambientales como de ruido electromagnético) tan exigentes como las que se requieren al resto de IED's de la subestación eléctrica.

Los requisitos se recogen en la parte 3 del estándar IEC-61850, y deben ser cumplidos por los switches Ethernet que vayamos a utilizar en el despliegue de la red de área local en la subestación eléctrica.

La sincronización temporal en redes Ethernet, se realiza mediante protocolos NTP, que brinda precisiones de 1-50 mseg., ó SNTP, que puede brindar una precisión del orden de los 100 microseg.

En la publicación IEC 61850-5, la norma indica la necesidad de un formato común para la estampa de tiempo, dando una serie de requerimientos, entre los cuales menciona que la estampa de tiempo se debe basar en un estándar existente, tal como UTC (Coordinated Universal Time, también denominado "Greenwich Mean Time"). Asimismo define un modelo, indicando además que la información de estampa de tiempo debe poder ser derivada de fuentes temporales comerciales disponibles, por ej. GPS. En la misma publicación se requiere que la estampa de tiempo de los eventos/valores binarios ó analógicos sea tan exacta como sea posible, y no necesite corrección en el extremo receptor.

En la publicación IEC 61850-7-2, punto 5.5.3.7, se define la relación entre los valores de estampa de tiempo, la sincronización del tiempo interno con una fuente temporal externa, por ej. UTC, así como otra información relacionada con el modelo de tiempo y de sincronización.

En la publicación IEC 61850-8-1, en el punto 21, se requiere que la sincronización de tiempo a través de la LAN se realice utilizando Simple Network Time Protocol (SNTP) Versión 4 para IPv4, IPv6 y OSI (RFC 2030- Request For Comments).

SNTP Versión 4 puede operar en modo "unicast" (punto a punto), "multicast" (puntomultipunto), ó "anycast" (multipunto a punto). Una de los modos de operación es que un cliente unicast envíe un requerimiento a un server designado a su dirección unicast, y espera una respuesta de la cual puede determinar el tiempo, y en forma opcional la demora de la transmisión de ida-retorno, así como el offset del reloj local con respecto al server, como se muestra en la Figura 2.18.

La latencia, ó demora en la transmisión ida-regreso, es: $(T4 - T1) - (T3 - T2)$

El offset del reloj local, se define como: $t = ((T2 - T1) + (T3 - T4)) / 2$.

Donde:

T1: requerimiento de tiempo enviado por el cliente

T2: requerimiento de tiempo recibido por el server

T3: tiempo de respuesta enviado por el server

T4: tiempo de respuesta recibido por el cliente

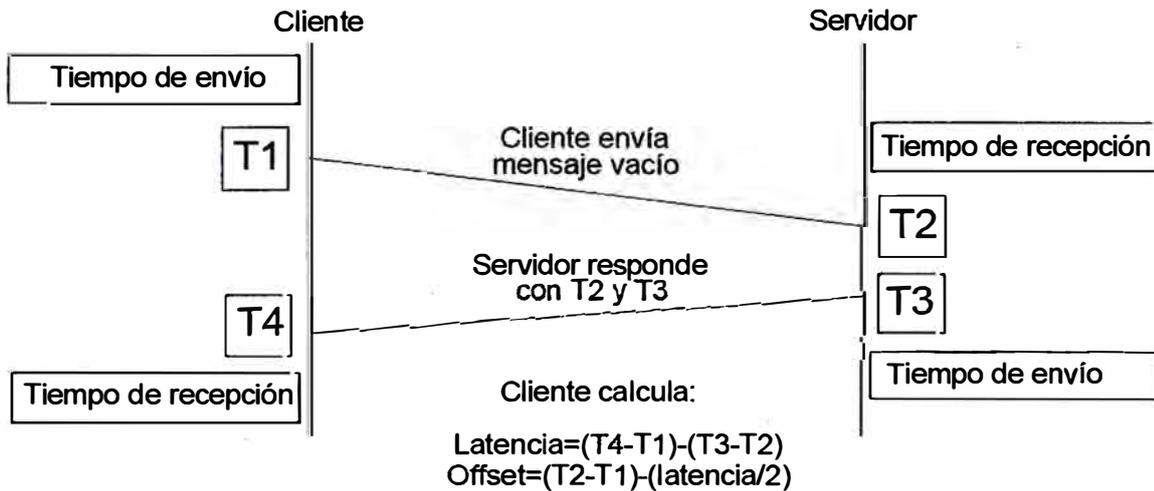


Fig. 2.18 Latencia y offset de las comunicaciones en una red LAN

TCP

Los dos protocolos de la capa de transporte de la "suite" TCP/IP son TCP y UDP ambos utilizan el servicio de entrega de paquetes de IP, y pueden distinguir entre múltiples procesos en la misma máquina usando un número de puerto. Las funciones que realiza TCP son las siguientes:

- Servicios de entrega de paquetes

TCP provee un servicio confiable de entrega de paquetes Orientado-a-Conexión, o sea, TCP se encarga de dar la ilusión de que la comunicación entre dos computadoras es de punto-a-punto con un flujo continuo de información, a diferencia de IP, donde se sabe que la información fluye en paquetes y que dicha información puede ser retransmitida varias veces antes de alcanzar su destino.

UDP provee la capacidad de acceder a los puertos, a diferencia de TCP, con servicios Sin-Conexión y No-Confiables. Muchas aplicaciones necesitan direccionar a IP y el acceso a puertos de TCP, pero manejando ellas mismas la verificación de los datos, por lo que UDP es la solución ideal. También es usado por aplicaciones que solamente envían mensajes cortos y pueden enviar de nuevo los mensajes si la respuesta no llega en corto tiempo.

IP (Internet Protocol)

El protocolo de Internet (IP) es llamado la base tecnológica de TCP/IP. Las funciones que realiza IP son las siguientes:

- Servicios de entrega de paquetes

IP provee un servicio de entrega de datagramas "Sin-Conexión"; llamado así porque no se lleva a cabo una coordinación entre el punto transmisor y el punto receptor. Cada paquete es tratado independientemente, los cuales pueden llegar en desorden y hasta podrían no llegar.

La entrega "Sin-Conexión" es similar a poner una carta en el buzón: se deposita (datagrama) y se olvida de ella. Se asume que el servicio postal (red IP) entregará la carta (datagrama) a su destino.

Este servicio "Sin-Conexión" es "No-Confiable" porque IP no puede garantizar la entrega, pero es llevado a cabo con el "Mejor-Esfuerzo", esto es, los datagramas no son descartados fácilmente (precisamente como el cartero no tira las cartas sin razón). Los datagramas pueden no ser entregados por la falta de recursos o por una falla en el hardware de la red.

- Servicios de direccionamiento

El servicio de direccionamiento de IP determina rápidamente si una dirección IP dada por la capa de transporte pertenece a la red local o a otra red.

Las direcciones IP son números de 32 bits divididos en 4 octetos. Cada dirección es la combinación del identificador único de la red y el identificador único de la máquina.

El problema inmediato con las direcciones IP es que son difíciles de memorizar. Por esta razón, las computadoras también pueden ser identificadas con nombres particulares. El DNS fue implementado para facilitar el uso de las direcciones IP a los seres humanos.

DNP3

DNP3 es un protocolo que permite interoperabilidad abierta entre los instrumentos de los diferentes niveles funcionales de la S/E (IED's, RTU's, computadores).

Este protocolo se acopla a la estructura de la automatización de subestaciones debido a que define 3 niveles distintos, de entre los cuales el nivel básico es el nivel asignado para IED's simples y el nivel más alto es el nivel de estación maestra asignada para SCADA.

El DNP3 utiliza principalmente comunicaciones maestro – esclavo, es robusto, flexible, exige una baja cantidad de pruebas para mantenimiento y entrenamiento, presenta una fácil expansión del sistema y se acopla rápidamente a cambios tecnológicos; posee comités de regulación para asegurar interoperabilidad, una secuencia de estampa de tiempo de reporte de eventos, soporta secuencia de eventos para alarmas, mediciones y contadores; permite la realización de reportes de eventos, así como también reporta los tipos de entradas que recibe (digitales, de contadores, analógicas).

2.4.6 Dispositivos electrónicos inteligentes

Los dispositivos electrónicos inteligentes en una subestación eléctrica moderna son equipos numéricos con tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión.

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 de protección. Los errores de los equipos son reconocidos e indicados rápidamente gracias a las rutinas de auto supervisión.

Los dispositivos electrónicos inteligentes 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. Algunas de las características son:

- 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.

Hoy en día la mayoría de equipos electrónicos inteligentes son similares 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 del 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. La disposición general de los equipos se muestra en la Figura 2.19

Los equipos poseen de forma estándar dos interfaces:

- **Interfaz frontal:** Para acceder mediante un computador con el software DIGSI 4.83 y realizar una parametrización local.
- **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.

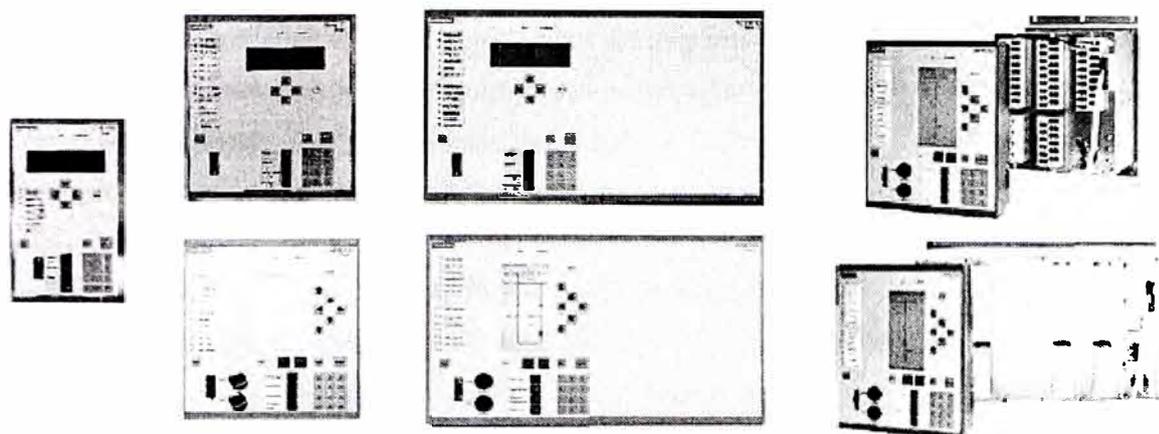


Fig. 2.19 Dispositivos electrónicamente inteligentes

• **Las Interfaces de Servicio:** Sirven para interconectar los equipos con sistemas de gestión de protecciones, equipos de tele protección, unidades externas para lectura de temperatura, unidades externas de medidas análogas de 0-20 mA u otros equipos de control.

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 siguientes protocolos: - IEC 60870-5-103

- IEC 61850
- Profibus FMS
- Profibus DP
- DNP3.0
- Modbus RTU

Las interfaces de servicio y sistema adicionalmente son seleccionables entre:

- **Eléctricas:** Tipo RS232, RS485, Ethernet 100BaseTX.
- **Ópticas:** Tipo monomodo, multimodo o Ethernet 100BaseFX.

Los equipos de protección y control del presente proyecto, 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 mantenimiento cíclico y preventivo 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 LEDs 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 4.83.

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 95/NT/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.

Es una subestación tipo exterior convencional que actualmente se encuentra en servicio y está constituida en términos generales por dos patios de llaves a uno a 220 kV y otro a 138 kV interconectados mediante dos transformadores de potencia, cuenta además con un edificio de control y un almacén.

Se requiere convertir la subestación Trujillo Norte 138 kV en una configuración de interruptor y medio, la cual responde a la necesidad de ISA REP de atender el crecimiento de la generación y la demanda de la zona del proyecto, así como el mejoramiento de la confiabilidad de las instalaciones y continuidad del suministro eléctrico. Adicionalmente, la empresa HIDROANDINA está tramitando ante ISA REP una nueva salida de 138 kV; el proyecto debe contemplar la construcción y dotación de esta salida de línea adicional de 138 kV.

La ampliación de la Subestación Trujillo Norte, consiste en la instalación de un transformador de 138/22,9/10 kV, con una capacidad de 45/12,5/45 MVA (ONAF), con sus respectivas celdas en 138 kV y 10 kV; el cambio de configuración del sistema de barras en 138 kV, de anillo a interruptor y medio; la instalación de un banco de capacitores de 15 MVAR en 10 kV; las instalaciones y obras complementarias.

3.2 Descripción de la Subestación Trujillo norte.

A continuación se describen las instalaciones existentes de la subestación Trujillo Norte; el patio de llaves de 138 kV tiene actualmente de una configuración de barra en anillo con la siguiente distribución de celdas:

- Una celda de salida de línea hacia la subestación Motil (L-1115)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Trujillo Sur (L-1117)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Santiago de Cao (L-1118)
- Una celda de salida de línea deshabilitada (L-1119), la cual está siendo habilitada para la conexión de una generación de contingencia de 60 MVA, propiedad de ELECTROPERÚ.
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Alto Chicama (L-1136)
- Una celda de transformación, conectada a un autotransformador de potencia (AT31-211) de 80/80/16 MVA ONAN 100/100/20 MVA ONAF - 220/138/10 kV.
- Una celda de entrada de transformación, conectada a un autotransformador de potencia (AT12- 211) de 100/100/20 MVA ONAF - 220/138/10 kV.
- Una celda de transformación, conectada a un transformador de potencia tridevanado (T29-121) de 23,3/8,3/21,7 MVA - 138/24/10,5 kV para alimentar una caseta de celdas de distribución de 10 kV.
- Una celda para el transformador de 30 MVA 138/8 kV que alimenta un sistema SVC, el SVC tiene una caseta de control independiente

La caseta con celdas de 10 kV tiene una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Una celda de entrada de transformación
- Siete celdas de salida para líneas de distribución

- Una celda para un transformador servicios auxiliares de la subestación
- Una celda para medición que contiene un transformador de tensión

La ampliación de la subestación será de tres diámetros los cuales se interconectará a la subestación existente en 138 kV, por medio de una extensión de las barras en pórticos, En la ampliación de la subestación de 138 kV se reubicarán las líneas existentes (Motil, Trujillo Sur y Alto Chicama), las cuales deberán ser trasladadas desde la subestación actual hasta la nueva ampliación.

3.3 Alcance

El alcance del presente informe abarca el sistema de control y protección automatizado (SAS) de las nuevas instalaciones, su integración al sistema SCADA a través del tablero controlador de subestación.

3.4 Tableros de control, protección y medición.

3.4.1 Sistema de control y protección

Sistema de Barras 138 kV

El Sistema de Protección ofrecido para el Sistema de Barras de 138 kV. es del tipo diferencial distribuida. Este sistema está conformado por una unidad central modelo SIPROTEC 7SS522 y de una unidad de campo modelo SIPROTEC 7SS525 para cada una de las bahías que componen el Sistema de Barras, relés de supervisión del circuito de disparo, selectores de prueba, otros relés auxiliares, accesorios y tableros totalmente nuevos.

Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52 en el cual se instalará:

PROTECCION DIFERENCIAL

La unidad central modelo 7SS522 del Sistema Diferencial de Barras 138 kV; Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52 para cada diámetro del Sistema de Barras en el cual se instalará:

PROTECCION DIFERENCIAL

Dos unidades de campo, una por cada bahía que forma parte del diámetro, con referencia 7SS525.

PROTECCION FALLA INTERRUPTOR

Un relé de protección multifuncional de falla interruptor, por cada interruptor que forma parte del diámetro, con referencia 7VK61.

Para el control de cada uno de los diámetros en 138kV se ofrece el suministro de un tablero el cual incluye el siguiente equipamiento:

Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52.

UNIDAD DE CONTROL DE BAHIA

Una unidad de control de bahía con referencia 6MD663 por cada interruptor que forme parte del diámetro.

Línea 138 kV.

El esquema de control y protección ofrecido para las posiciones de línea de 138 kV consta de una protección primaria y una de respaldo, selectores para prueba, otros relés auxiliares, accesorios y tablero totalmente nuevo.

Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52.

PROTECCION PRIMARIA

Un relé multifuncional para protección de distancia con referencia 7SA61.

PROTECCION RESPALDO

Un relé multifuncional para protección de distancia con referencia 7SA61.

CONTADOR DE ENERGIA

Un medidor multifuncional con referencia ION 8600

REGISTRADOR DE FALLAS

Un registrador de fallas del tipo SIMEAS R con referencia 7KE6000

Transformador 138/22,9/10 kV

Para la protección del transformador en 138 kV se ofrece el suministro de un tablero de protección, relés de supervisión del circuito de disparo, selectores para prueba, otros relés auxiliares y accesorios totalmente nuevos, el cual incluye el siguiente equipamiento:

Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52.

PROTECCION PRIMARIA

Un relé multifuncional de protección diferencial de máquina, con referencia 7UT613

PROTECCION RESPALDO

Un relé multifuncional de protección de sobrecorriente con referencia 7SJ62

REGISTRADOR DE FALLAS

Un registrador de fallas del tipo SIMEAS R con referencia 7KE6000

Para el control del transformador en 138kV se ofrece el suministro de un tablero el cual incluye el siguiente equipamiento:

Un tablero de protección, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52.

UNIDAD DE CONTROL DE BAHIA

Una unidad de control de bahía con referencia 6MD664

CONTADOR DE ENERGIA

Un medidor multifuncional con referencia ION 8600.

3.5 Sistema de control.

El sistema de automatización propuesto por SIEMENS está basado en el sistema SICAM PAS para el control centralizado de subestación (Nivel 2) y equipos electrónicos inteligentes de la familia SIPROTEC 4 para el control de bahía (Nivel 1)

3.5.1 Control de bahía – nivel 1

El nivel 1 se encuentra integrado por los relés de protección y control. Cada bahía cuenta con los relés de protección primaria, secundaria y de respaldo de acuerdo con las

especificaciones técnicas suministradas por REP. Adicionalmente cada bahía tiene asociada una unidad 6MD66 con display gráfico que realizará las funciones de control del campo correspondiente.

Operación

El IED 6MD66 seleccionado para ejercer la función de control de bahía cuenta con un despliegue gráfico completamente programable y selectores de llave para las funciones de local/ remoto y operación con/sin enclavamientos. El Panel frontal de operación es como se muestra en la figura.

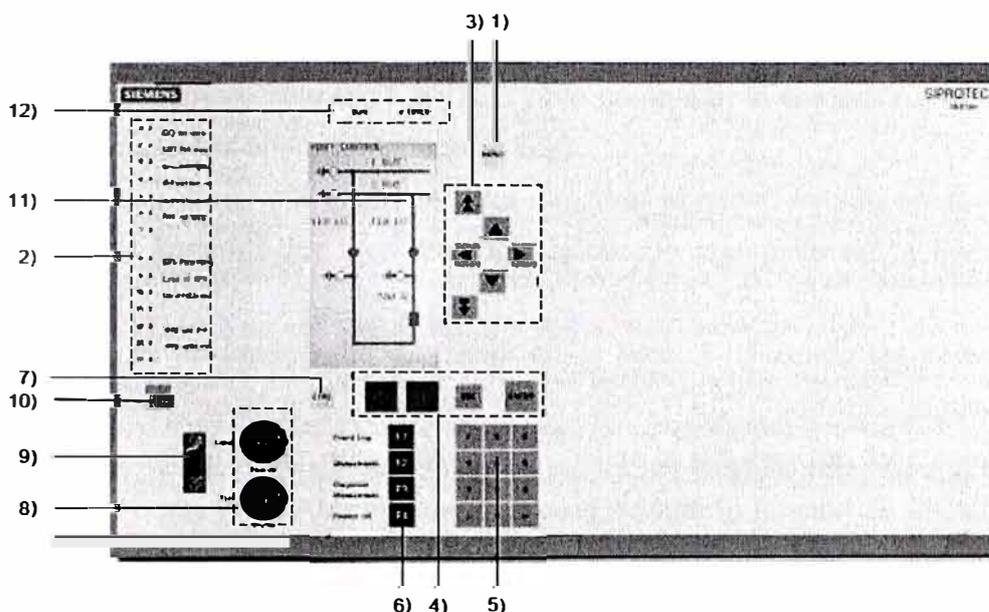


Fig. 3.2 IED Control de Bahía

1. Tecla MENU. Abre el menú principal
2. Display LCD para la representación del diagrama unifilar de una bahía, valores análogos, mensajes de alarma, entre otros.
3. Teclas de navegación. Sirven para navegar en los menús y sobre el mímico de control.
4. Teclas de Control. Sirven para la ejecución de comandos sobre equipos de maniobra
5. Teclas Numéricas. Usadas para entrar valores numéricos
6. Teclas funcionales. Libremente parametrizables para desempeñar diferentes funciones. F1 se emplea para mostrar la lista de eventos. F2 se emplea para mostrar la lista de valores análogos. F3 no tienen función asignada. F4 realiza la reposición de relés.
7. Tecla CTRL. Debe ser presionada para acceder al mímico del campo. Pueden tenerse hasta 4 despliegues por unidad de bahía.
8. Selectores. Local/Remoto (S5) y Operación con-Enclavamientos/sin-enclavamientos (S1).
9. Conector DB9 para conexión con PC
10. Reset LED's. Usado para prueba de LED's y para resetear los LED's y comandos memorizados
11. LED's. 14 LED's parametrizables empleados para mostrar información del equipo y/o bahía.
12. LED's de estado. Muestran el estado "RUN" o "ERROR" de la unidad

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 rojo – verde 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.

Las funciones de enclavamiento se hacen en el Nivel 1 utilizando las características de programación y comunicación que tienen los IED's SIPROTEC. Cada IED adquiere en tiempo real a través de sus entradas digitales y de la red LAN de la subestación toda la información de otros IED's de protección y SICAM que requiera para evaluar la función de enclavamientos. El IED solo permite la ejecución del comando una vez se haya verificado el enclavamiento correspondiente. Si alguna de las condiciones pre-establecidas no se cumple el mando es rechazado mostrando la respectiva información en el diagrama del IED. En el caso que un IED 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.

El selector S1 tiene la posibilidad de permitir la ejecución de comandos sin realizar la verificación de enclavamientos correspondiente. Para ello la llave debe ser llevada a la posición Sin Enclavamientos (esta posición no permite retirar la llave del relé). No obstante esta funcionalidad puede ser completamente deshabilitada por software en caso de que el cliente así lo prefiera.

Comunicación

La comunicación entre equipos y hacia el sistema de control se hace a través de la red LAN Ethernet del sistema utilizando el protocolo IEC61850. El servicio de comunicación GOOSE, particular de este protocolo, permite transmitir con prioridad en formato multicast la información relacionada a los enclavamientos y secuencias con el fin de brindar mayor disponibilidad al control de nivel1. De esta manera se garantiza la operación normal del sistema aún ante fallas del sistema de control central de la subestación.

El protocolo IEC61850 está implementado en un módulo EN100 el cual cuenta con dos interfaces ST, para conexión en fibra óptica de 1300nm, que permiten la conexión en sistemas redundantes. Una de las interfaces esta activa continuamente mientras la otra es monitoreada pasivamente. Si una falla ocurre en la interfaz activa, se realiza un switchover hacia la otra interfaz en cuestión de milisegundos. Los módulos EN100 poseen integrada la funcionalidad de suiche lo que les permite establecer estructuras de anillo redundante sin requerir la intervención de suiches externos.

Sincronización de tiempo.

El tiempo de todos los IEDs de la subestación es sincronizado con el sistema GPS, de forma que al realizar el análisis de eventos la secuencia de los mismos se tenga consistencia (precisión de +/- 1 ms), independiente del IED del cual se esté tomando la información; Adicionalmente, los IEDs 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.

El equipo en cargo de la sincronización del tiempo para todos los equipos de automatización de la ampliación de la subestación Trujillo Norte un GPS M300 de la marca MEINBERG. El GPS 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 bahía e IED de protección) a través de la red LAN Ethernet de la subestación.



Fig. 3.3 Sincronizador de tiempo GPS

Seguridad.

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

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

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

3.5.2 Control centralizado de subestación – nivel 2

Este sistema está conformado por dos SICAM SU en configuración redundante HOT – HOT, es decir que la información de todos estos IED's se encuentra actualizada en las dos SICAM. Esto es posible ya que bajo el esquema cliente-servidor de las comunicaciones del protocolo IEC61850, un IED (servidor) puede entregar su información a varios clientes (SICAM). En un mismo instante de tiempo una sola SICAM SU tiene atributos de control mientras la otra opera en modo de supervisión.

La comunicación con el nivel 3 (SCADA) solo la realiza la SICAM que tenga atributos de control. La otra SICAM SU tendrá el servicio de IEC 60870-5-101 apagado (en standby). En cada una de las SICAM está instalado el sistema SICAM PAS Full Server en versión Runtime, el cual contiene la base de datos relacional en tiempo real del sistema.

Como sistema de interfaz de usuario de Nivel 2 y sistema de almacenamiento de datos históricos, se tiene incluye el software SICAM PAS CC en versión Runtime en una estación.

Controlador de Subestación (Station Unit)

La computadora central SICAM SU tiene instalado el sistema SICAM PAS Full Server en versión Runtime, el cual contiene la base de datos en tiempo real de todo el sistema. Se encarga de recibir la información proveniente de los IEDs, de procesarla por medio de lógicas programables si así se requiere y de enviarla a la interfaz hombre-máquina y al centro de control a través del protocolo IEC60870-5-101.

Un sistema SICAM PAS puede manejar hasta 100 IEDs en un Full Server como el previsto para el proyecto. Sin embargo esta capacidad puede ser ampliada por medio de un componente denominado procesador de interfaz de equipos o SICAM PAS "DIP"s, el cual funciona como un procesador de interfaz de datos adicional. El sistema SICAM PAS utiliza una sola base de datos relacional la cual está contenida en el SICAM PAS "Full Server".

La cantidad de información manejada por el sistema está dada principalmente por la configuración y la velocidad de transmisión de los componentes de comunicación instalados en el sistema de automatización, en general se debe mantener los siguientes límites:

Un servidor SICAM PAS "Full Server" puede ser ampliado máximo con 6 procesadores de interfaz de equipos SICAM PAS "DIP".

La cantidad de swiches conectados en un mismo anillo Ethernet puede ser máximo de 80. En la práctica se recomienda que cada suiche tenga un nivel diferente de prioridad (según el protocolo RSTP) por lo que la cantidad de suiches está limitada por la cantidad de niveles de prioridad. En el protocolo RSTP el número máximo de niveles es de 31.

El hardware utilizado en el proyecto corresponde a una computadora de última generación con características técnicas tipo industrial, montaje tipo rack instalada en el panel de control central de la subestación. La alimentación de este equipo se hace a 24VDC, voltaje conseguido por medio de una fuente DC/DC cuya alimentación principal se toma del sistema de corriente continua de la subestación

Interfaz Hombre Máquina (IHM)

En el sistema SICAM PAS, el software SICAM PAS CC lleva a cabo las tareas de manejador de base de datos, manejador de despliegues gráficos y programa de aplicación para la interfaz de usuario de Nivel 2 con tareas específicas como:

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

La comunicación con el sistema SICAM PAS se hace vía Ethernet utilizando el protocolo TCP/IP.

SICAM PAS CC utiliza como plataforma de operación el software de visualización SIMATIC WinCC el cual ofrece una plataforma estándar para las funciones de representación gráfica de despliegues, manejo de mensajes, archivo y registro de información. Los componentes SICAM PAS CC complementan el sistema para su aplicación específica en el área de sistemas de automatización de sistema de potencia eléctricos.

La librería de símbolos SICAM PAS incluye objetos para la representación de los equipos de maniobra, objetos para la visualización de valores análogos y de medida, formatos de ventanas para el registro de alarmas (lista de eventos, lista de alarmas, lista de mensajes de protección), elementos de control por ejemplo para el control de permisos de maniobra, de mandos sincronizados, etc.,

El hardware utilizado corresponde a una computadora de última generación para instalación en escritorio.

El Back Bone

Para comunicarse con los diferentes sistemas de la subestación se ha dispuesto de una red LAN basada en una plataforma de tecnología Ethernet Full Duplex con conexiones 10/100BaseTX y 100BaseFX. La topología está constituida por una red principal o red backbone conformada por dos suiches tipo RSG2100 los cuales se interconectan entre si mediante dos enlaces full dúplex en fibra óptica formando una topología en anillo (redundante).

A este Back Bone se conecta el IHM de nivel 2, el servidor de sincronización de tiempo SNTP, los station Unit y los anillos redundantes que interconectan los equipos de protección y control IED. Los puertos de fibra adicionales se utilizan para la conexión de los subanillos que integrarán a los equipos de Nivel 1 en la red LAN de la subestación. Cada subanillo comienza en un puerto del suiche1, pasa por cada uno de los equipos que conforman el anillo y vuelve a un puerto del suiche2, cerrando de esta forma el anillo correspondiente. El protocolo usado para el enlace de los equipos de Nivel 1 al Nivel 2 es IEC61850 sobre TCP/IP Esta configuración de doble anillo redundante garantiza la conexión de todos los equipos aún ante fallas de un componente de la red: Redundancia N-1.



Fig. 3.4 Back bone

Para la comunicación con los centros de control (San Isidro y Socabaya) se instala un servidor serial del tipo RS400 por cada Station unit. Cada RS400 emplea dos puertos: uno para la conexión con San Isidro y otro para la conexión con Socabaya, ambos en IEC60870-5-101. Los RS400 poseen otros dos puertos seriales que se emplean para establecer la comunicación con los relés existentes y los reguladores de tensión de los transformadores en protocolo DNP3.0.

El servidor de tiempo GPS

El sistema de sincronización de tiempo está conformado por un reloj maestro 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, Interfaz de Usuario e IEDs) a través de la red LAN Ethernet de la subestación.

El protocolo SNTP provee los mecanismos para sincronizar y coordinar la distribución del tiempo en la red basado en un diseño de “tiempo retornable” el cual depende únicamente de las mediciones de las compensaciones (offset) de los relojes y no requiere de transmisiones fidedignas de mensajes. En principio el SNTP sincroniza el tiempo hasta con una precisión del orden de los nanosegundos, la cual depende sin embargo de la precisión del hardware de los relojes locales (estabilidad del reloj). Por lo anterior el protocolo incluye previsiones para especificar las características y estimar el error del reloj local y del servidor de tiempo con el cual se está sincronizando y previsiones para ajustar el tiempo y frecuencia del reloj lógico (software) como resultado de las correcciones determinadas por el SNTP.

En el modelo SNTP una fuente primaria de referencia sincronizada con respecto a un estándar nacional o internacional, por ejemplo GPS o DCF77, actúa como servidor de tiempo y se encarga de responder a las solicitudes de sincronización emitidas por los clientes conectados en la red.

Tablero Controlador de Subestación

El tablero del sistema de control incluye el siguiente equipamiento:

Tablero de control, para uso interior, 800x800x2200 mm, grado de protección IP52.

Dos computadores industriales ó Station Unit SIEMENS con referencia 6ES7647-6BD36-0HB3, cuyas características técnicas generales son las siguientes:

- Interfaz de comunicaciones 2X10/100/1000 MBIT/S ETHERNET RJ45; 4 X USB V2.0 (HIGH CURRENT);
- Procesador CORE 2 DUO T5500 (1.66 GHZ, 2 MB L2; 667 MHZ FSB); 2 GBYTE DDR2 667 SODIMM;
- Alimentación DC 24V
- Tarjetas 2 X PCI FREE; RAID1 / 2X80 GB SATA (2,5");
- DVD+/-RW; WINDOWS XP PROF. MULTI-LANG.
- SP2 (EN, GER, FR, IT, SP); SIMATIC PC DIAGMONITOR V3.1 & software para creación de imágenes V2.0

Dos suiches ruggedcom con referencia RSG2100 cuyas características técnicas generales son las siguientes:

- Suiche Eternet manejado
- 10/100 Base TX (RJ45)
- 10/100 Base FX (ST)

Una unidad de sincronización de tiempo con referencia MEINBERG cuyas características técnicas generales son las siguientes

- Alimentacion auxiliar 100-240 vdc,
- Antena activa, cable coaxial de 20 mts y software de configuración

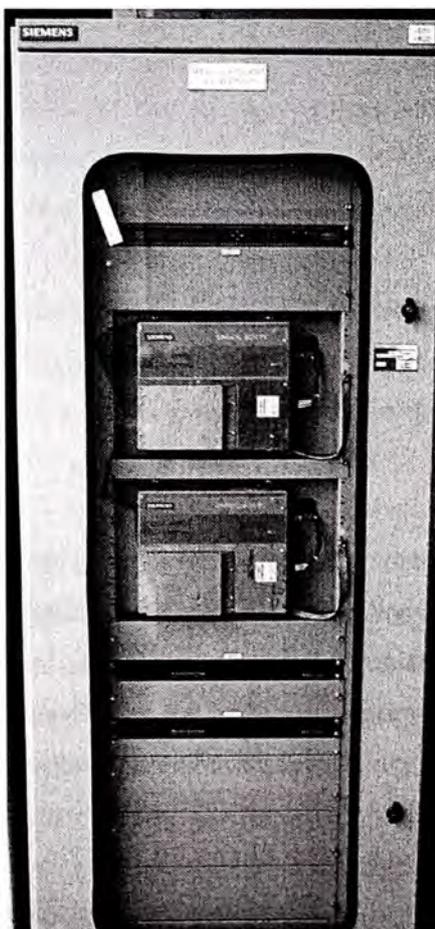


Fig. 3.5 Tablero controlador de Subestación

3.6 Software

Los Software suministrados son:

DIGSI 4 Profesional. Para manejo de los equipos SIEMENS SIPROTEC (Relés de protección y Unidades de Control) que incluye: el editor gráfico para crear los diagramas unifilares en los IEDs que poseen pantalla gráfica, el SIGRA para visualización y evaluación de registros de fallas, DIGSI Remote que permite el control de relés SIPROTEC 4 remotamente a través de modem, editor de CFC para crear enclavamientos y lógicas de protección y control, Configurador IEC61850 para configurar y parametrizar estaciones en 61850.

SIMEAS P PARAMETERIZATION. Software que permite la configuración y manejo de los medidores multifuncionales.

Win PM. NET. Software para grabación, registro y despliegue de eventos de los analizadores de calidad de energía. Configuración de equipos existentes en la red. Base de datos para manejo de información.

SICAM PAS "Full Server". Software que contiene la base de datos relacional en tiempo real del sistema y realiza las funciones de interfaz de datos (gateway de datos y comunicaciones). Se suministran los siguientes módulos:

- Sistema de Distribución de datos en tiempo real DSI

- Base de Datos Sybase SQL

- SICAM PAS UI – Operation

- SCADA-Value-Viewer

- OPC Server

- Feature Enabler

- SICAM PAS UI – Configuration

- Automatización CFC

- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de unidades (controladores e IED's) de campo con propiedades de servidores IEC61850

- IEC 60870-5-103 Master

- DNP3.0 Master

- IEC 60870-5-101 Slave

SICAM PAS CC. Software que realiza las funciones de interfaz de operación. Se ejecuta sobre la plataforma SIMATIC WinCC que ofrece paquetes estándar para la representación gráfica, registro y almacenamiento de datos. Los módulos componentes del sistema SICAM PAS complementan estas funciones para su aplicación específica en el área de sistemas de automatización de sistema de potencia eléctricos. Los módulos estándar constitutivos del sistema SICAM PAS CC son:

- SICAM PAS Wizard

- SICAM PAS Librería de Símbolos

- Industrial X-Controls

SICAM PAS CC Lista de Eventos y Alarmas

OSCOP P. Software que realiza las funciones parametrización, análisis de falla y archivo de registro de fallas del registrador de fallas SIMEAS R

Todos los softwares utilizan como plataforma el sistema operativo Windows XP.

3.7 Resultados

Con la tecnología de los equipos de control la lógica cableada, se reduce debido a que la lógica se realiza internamente en el IED.

La utilización del estándar IEC61850 presenta importantes ventajas frente a las soluciones convencionales:

- Aumenta la eficiencia gracias a la interoperabilidad entre IEDs y a las herramientas basadas en SCL que ayudan a optimizar soluciones. Además, el intercambio de datos punto a punto que hace uso de los enlaces de comunicaciones estandarizados permite reducir el cableado al mínimo.
- Proporciona una gran flexibilidad, dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional así como a futuras ampliaciones. De nuevo, la interoperabilidad de los dispositivos, así como el modelo de datos orientado a objetos y la comunicación basada en Ethernet, conforma el soporte de dicha flexibilidad.
- Con la automatización de la ampliación de la S.E. Trujillo norte con la IEC 61850, se logró reducir gran cantidad de equipos auxiliares y cableado de control que hubiese sido usado en caso se hubiera seguido con la arquitectura de control y protección convencional.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Un sistema automatizado con IEC 61850 presenta ventajas frente a las soluciones convencionales:
 - Simplifica el montaje y las puestas en marcha son requieren menos tiempo que un sistema convencional.
 - Mejora la supervisión y monitoreo.
 - Se logra la interoperabilidad entre equipo de diferentes fabricantes.
 - Proporciona una gran flexibilidad, dando soporte a cualquier arquitectura física o funcional así como a futuras ampliaciones.
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. Con la automatización de la ampliación de la S.E. Trujillo Norte con la IEC 61850, se logró reducir gran cantidad de equipos auxiliares y cableado de control que hubiese sido usado en caso se hubiera seguido con la arquitectura de control y protección convencional.

RECOMENDACIONES

1. Cuando existan las casetas de campo están muy alejadas es mejor la utilización de una protección distribuida.
2. Es recomendable tener una topología en anillo en los switch de comunicación debido a que esto genera confiabilidad, en caso que se pierda comunicación en la fibra óptica o el switch falle, tener una topología en anillo permite una integración de una nueva bahía al sistema.
3. Recomiendo este informe para aquellos que quieran tener un conocimiento más amplio de los sistemas automatización con protocolos de comunicación IEC 61850.
4. Es recomendable tener centralizada la información del sistema de control y protección en las estaciones de operación ya que da 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.
5. Se recomienda el uso de IEDs de última tecnología que 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.

6. Recomiendo el Protocolo de Comunicación IEC 61850 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) que sirve para el intercambio de información entre IED's (Intelligent electronics devices), lo cual es posible por medio de la comunicación horizontal en la barra de proceso (Rede LAN Ethernet) y que permite utilizar la información para realizar lógicas para la operación de equipos de patio.

ANEXOS

ANEXO A: Arquitectura General del Sistema de Control y Protección

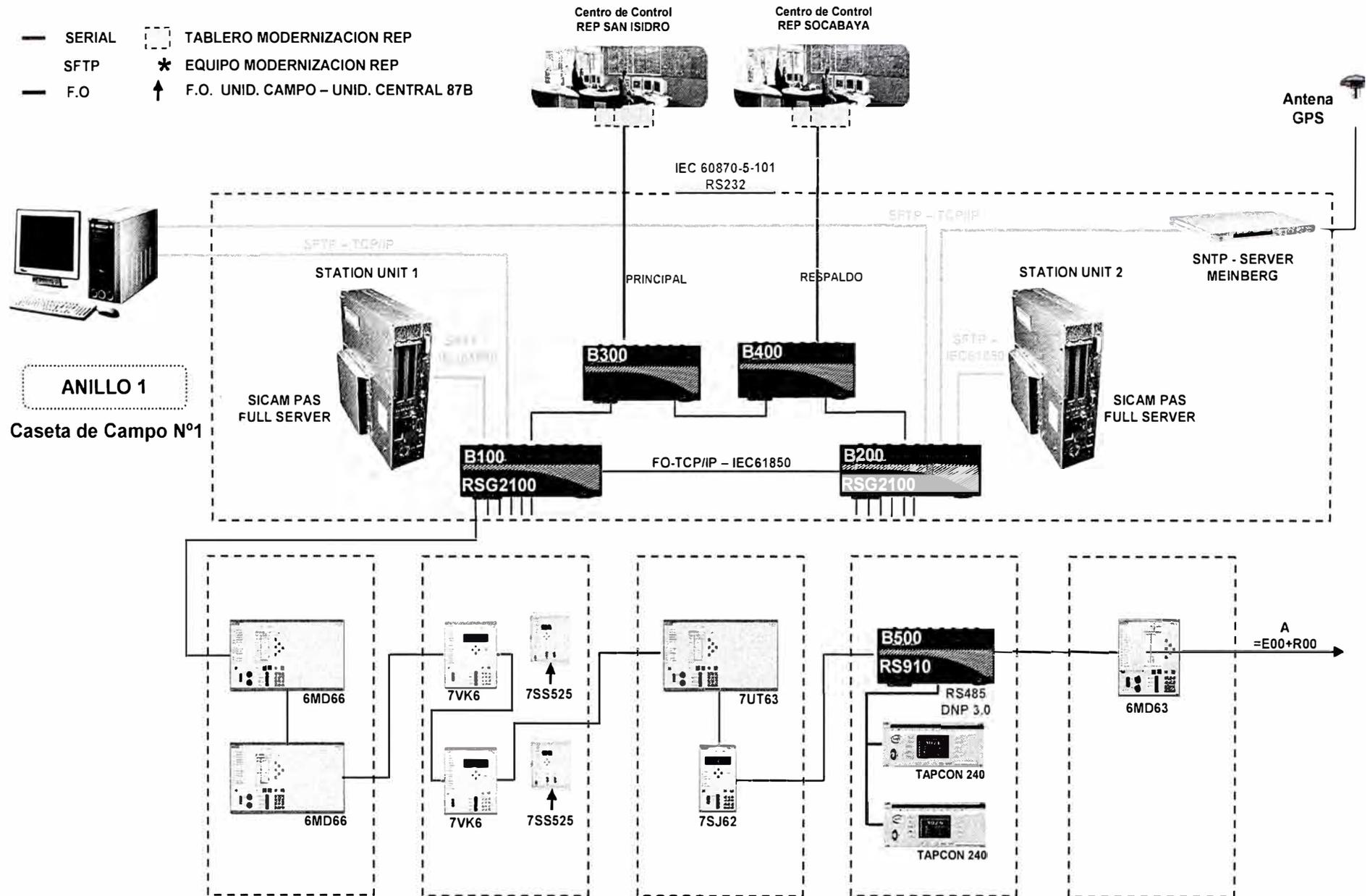


Fig. A1 Arquitectura General del sistema de control y protección

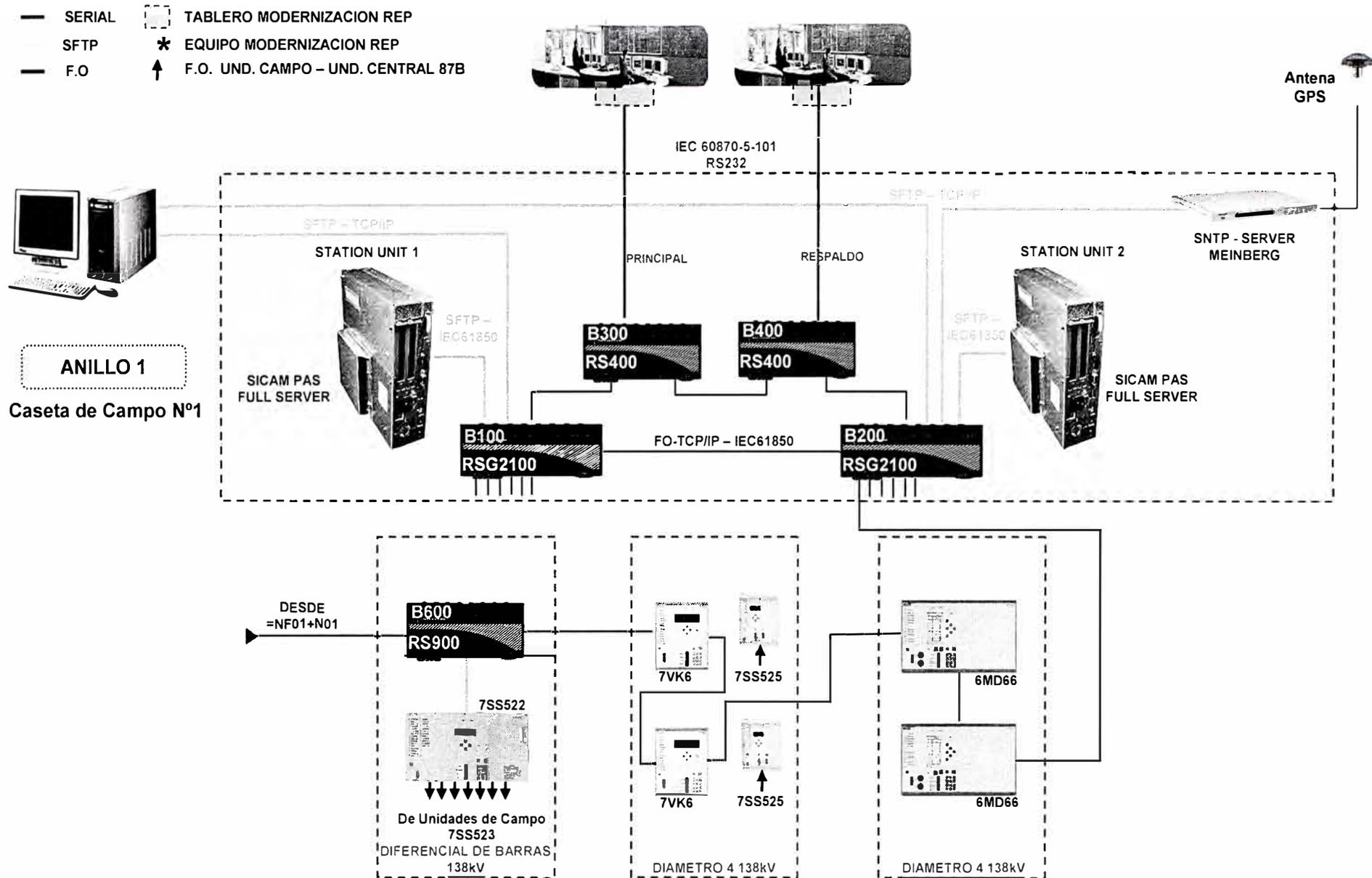
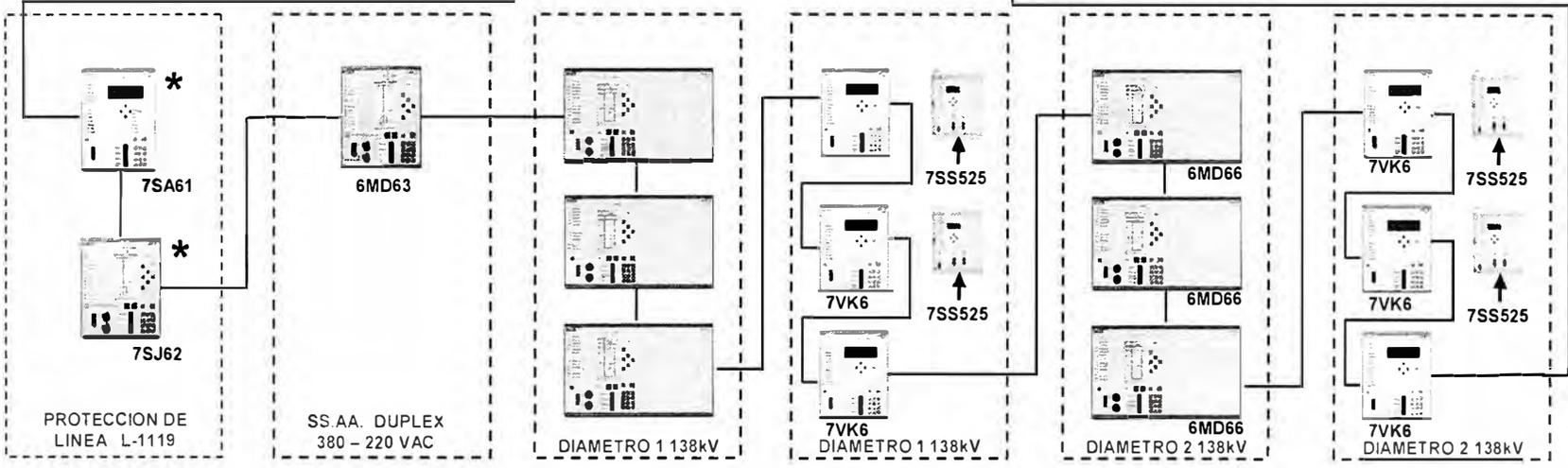
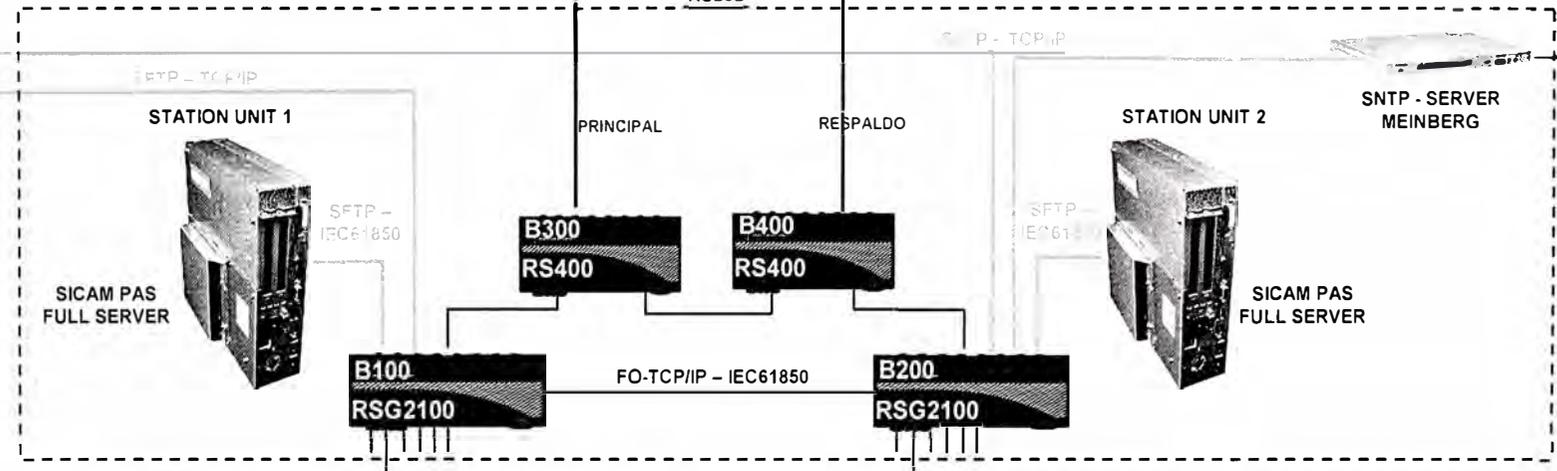


Fig. A2 Arquitectura General del sistema de control y protección

- SERIAL
- SFTP
- F.O
- TABLERO MODERNIZACION REP
- * EQUIPO MODERNIZACION REP
- ↑ F.O. UND. CAMPO - UND. CENTRAL 87B



ANILLO 2



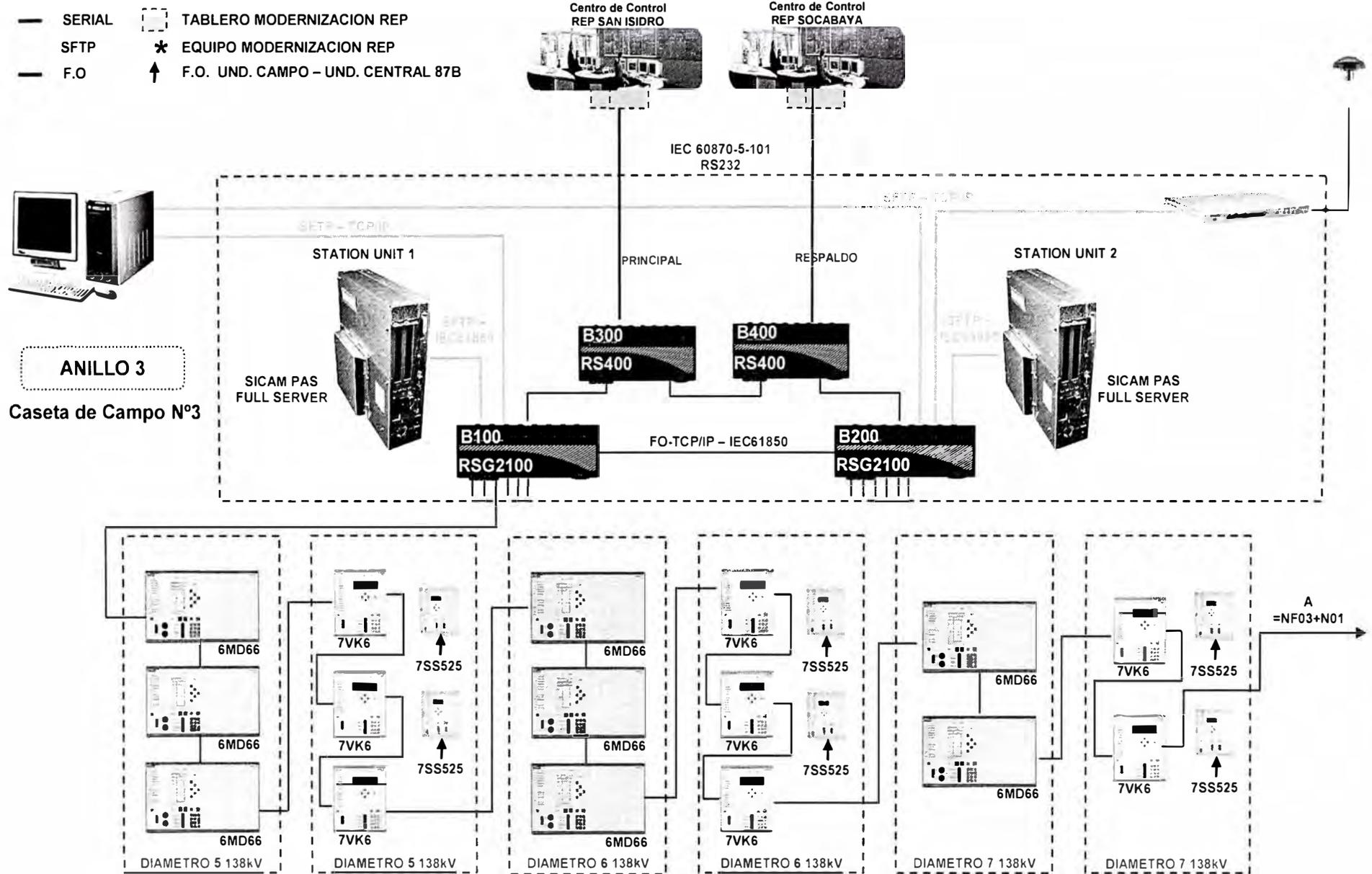


Fig. A4 Arquitectura General del sistema de control y protección

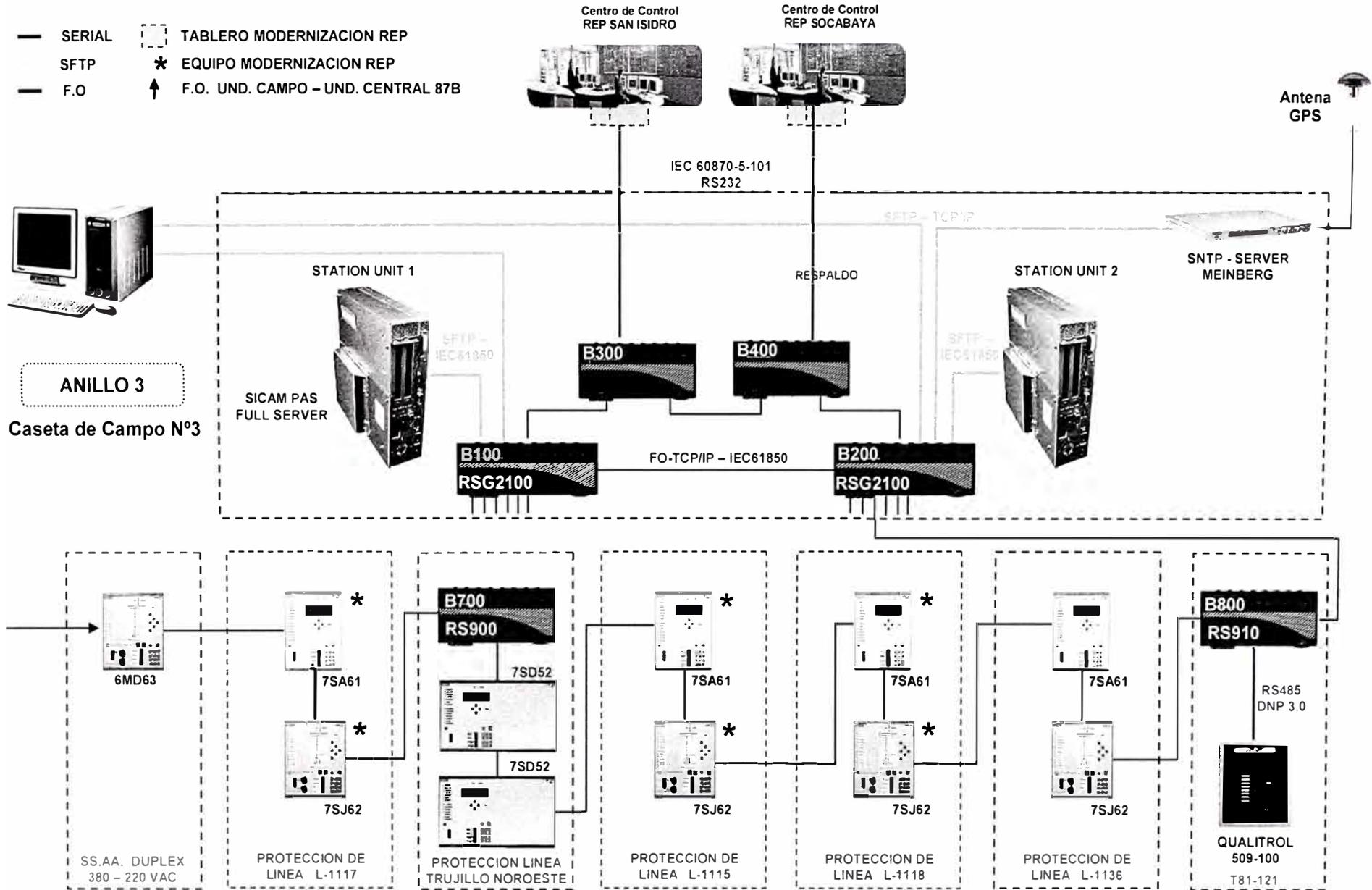


Fig. A5 Arquitectura General del sistema de control y protección

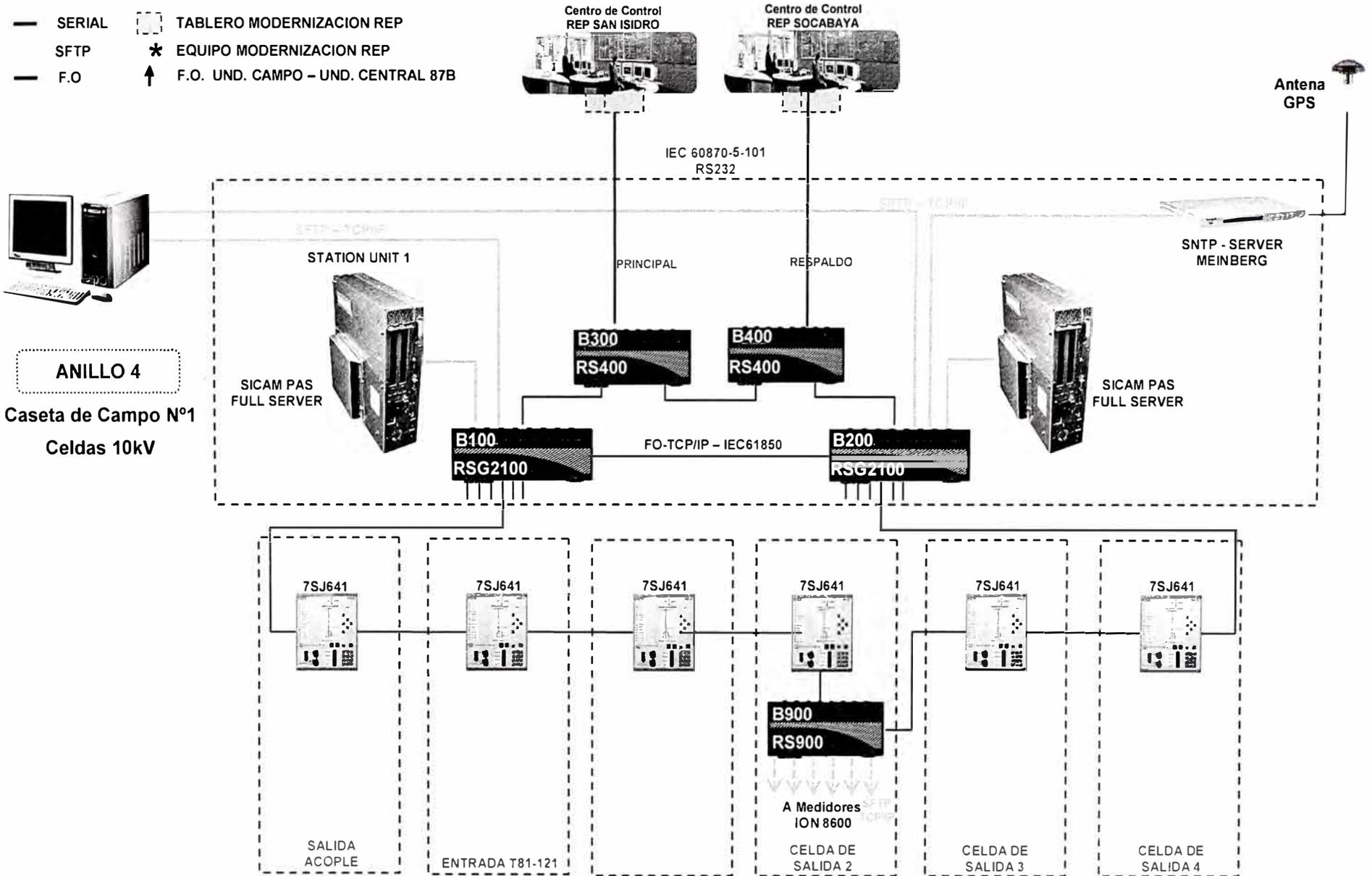


Fig. A6 Arquitectura General del sistema de control y protección

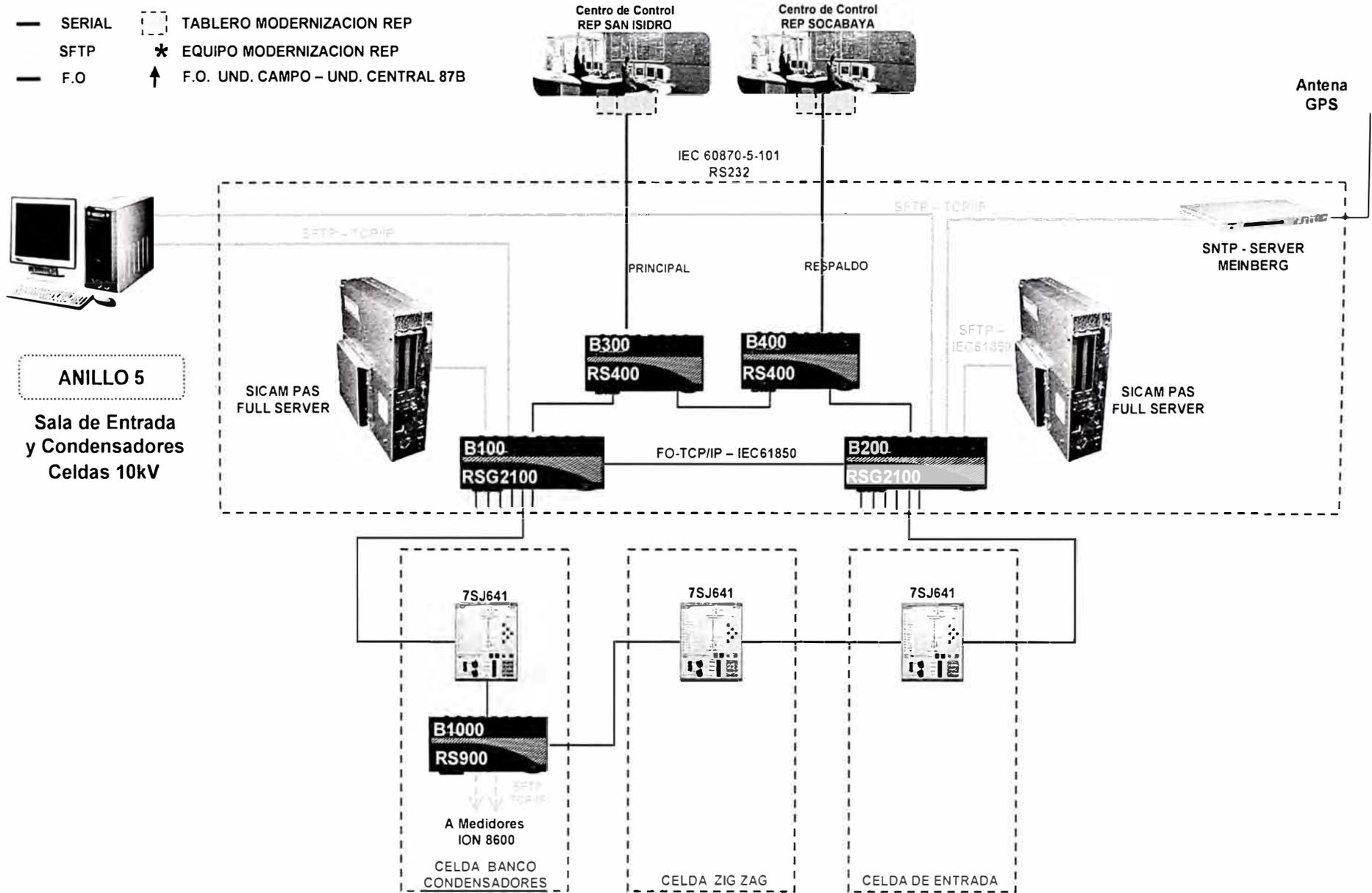


Fig. A7 Arquitectura General del sistema de control y protección

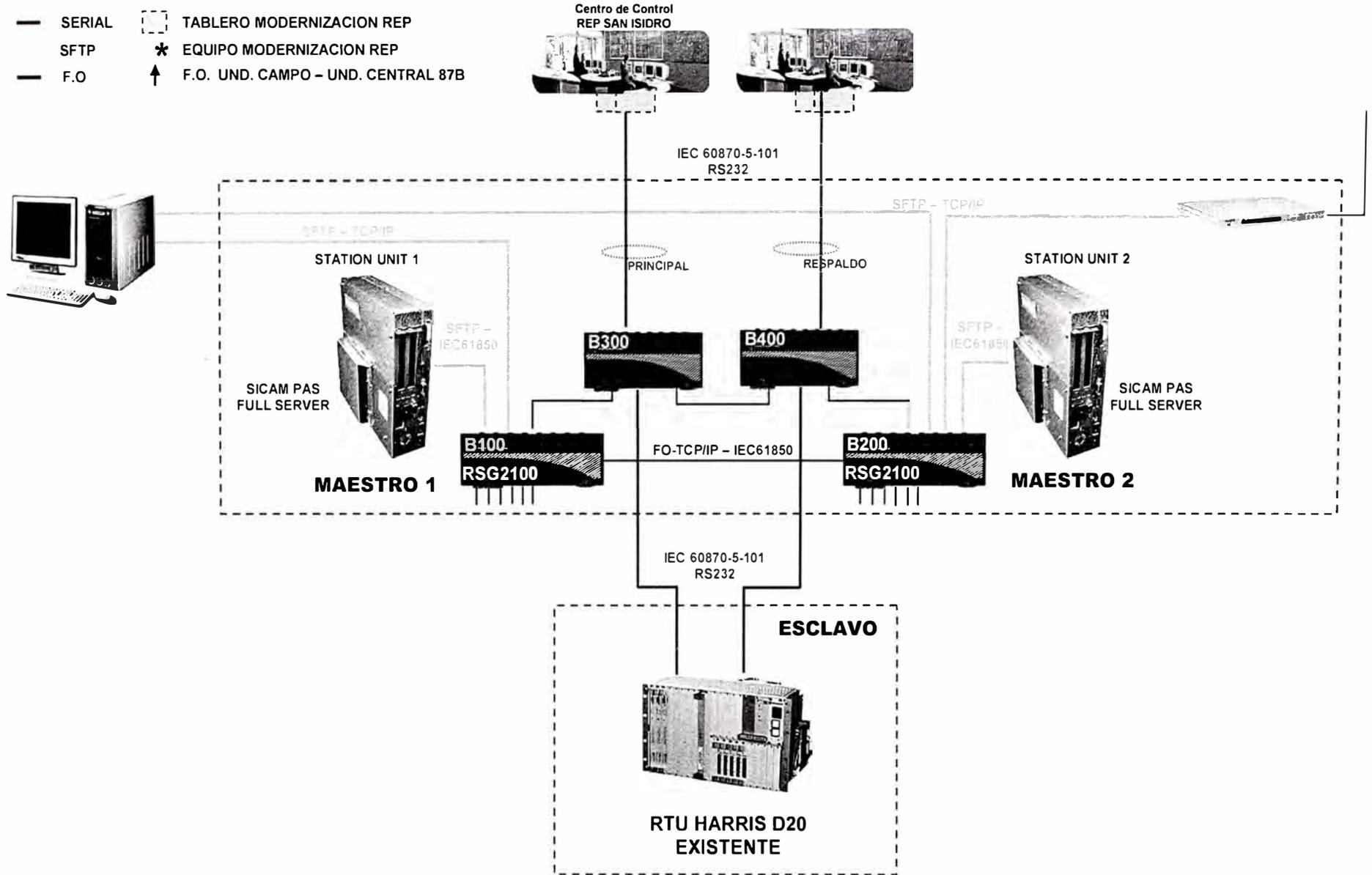


Fig. A8 Arquitectura General del sistema de control y protección

ANEXO B: Arquitectura General de Gestion de Medidores

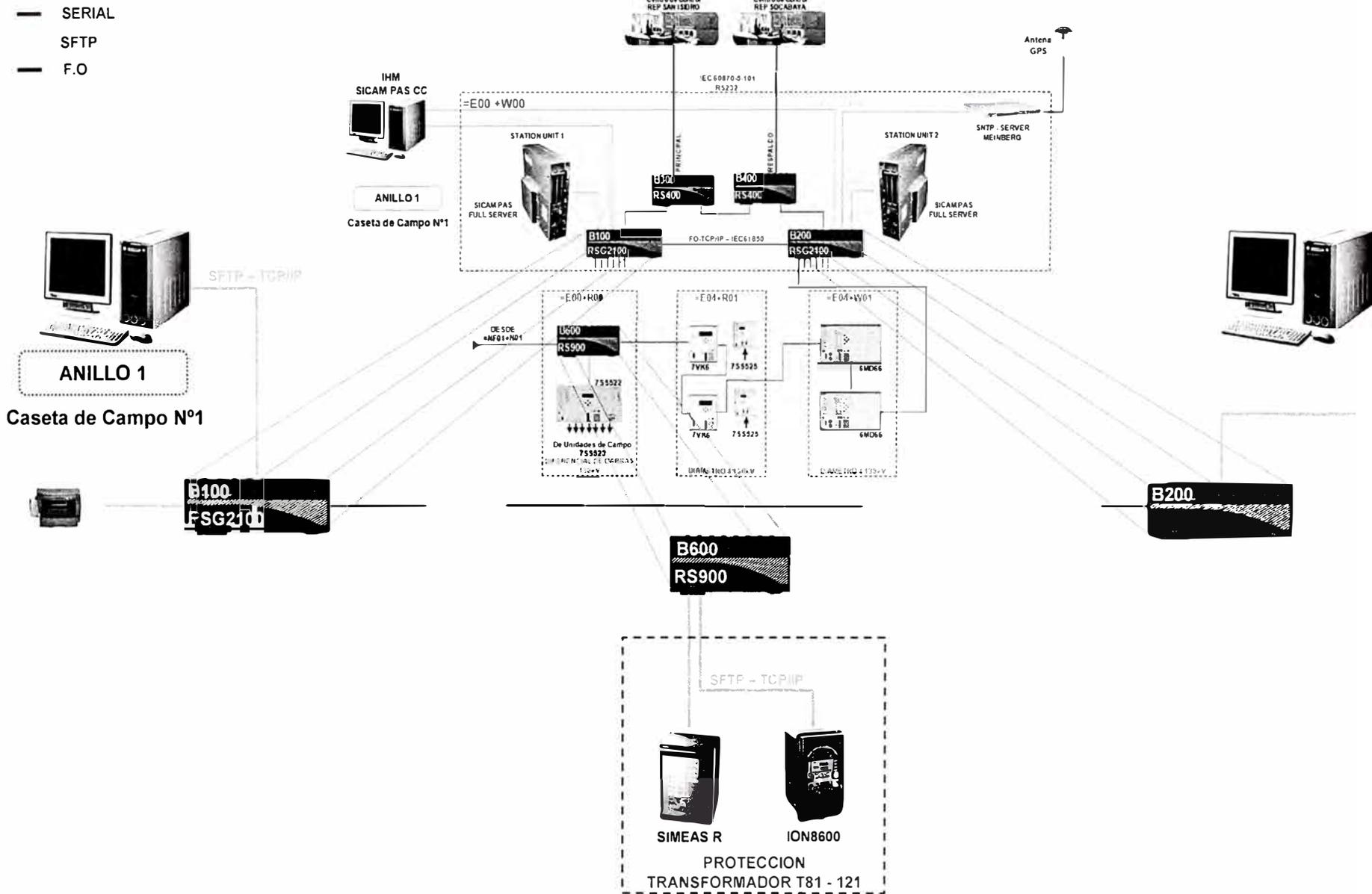


Fig. B1 Arquitectura General de Gestión de Medidores

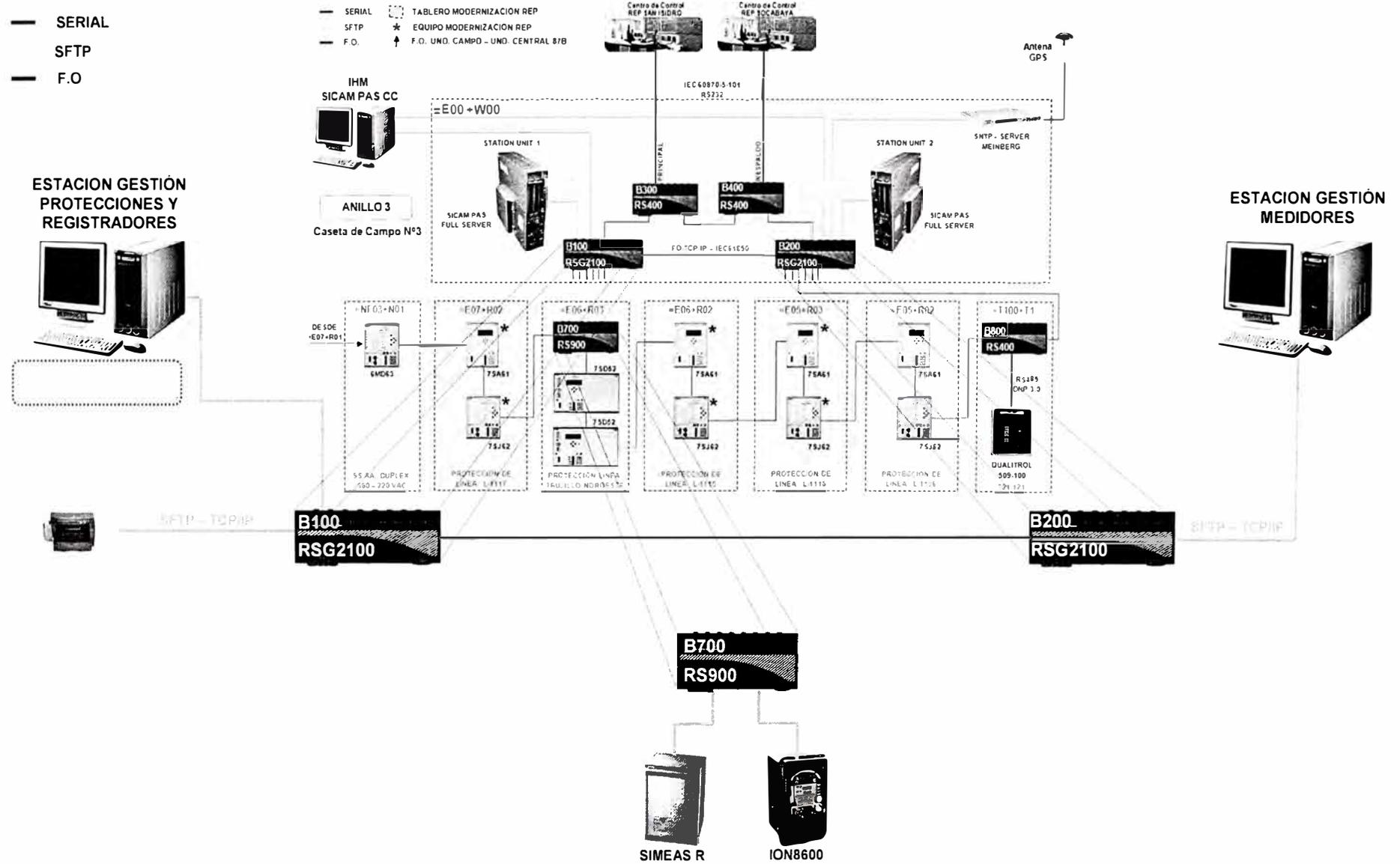


Fig. B2 Arquitectura General de Gestión de Medidores

- SERIAL
- SFTP
- F.O

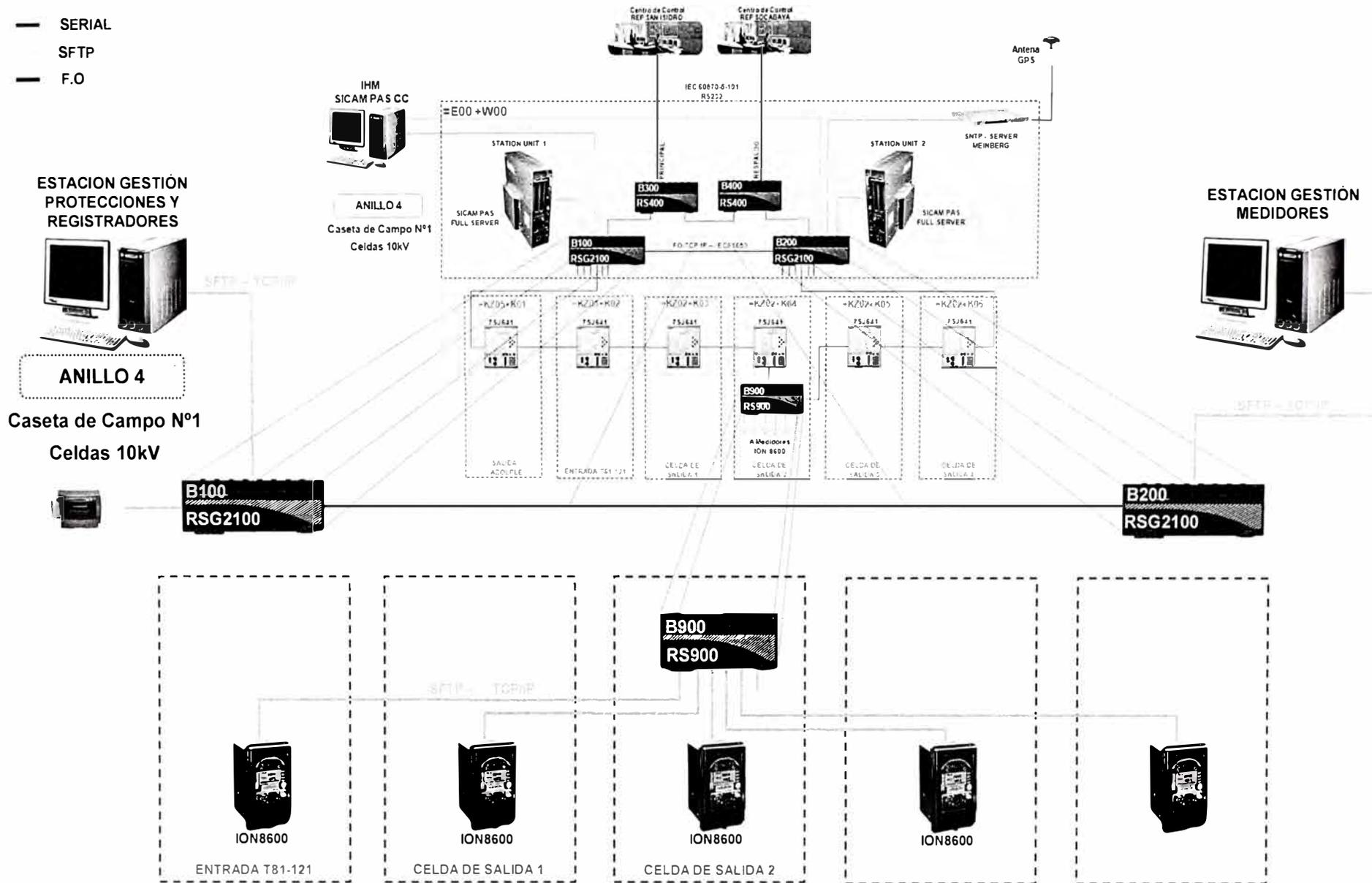


Fig. B3 Arquitectura General de Gestión de Medidores

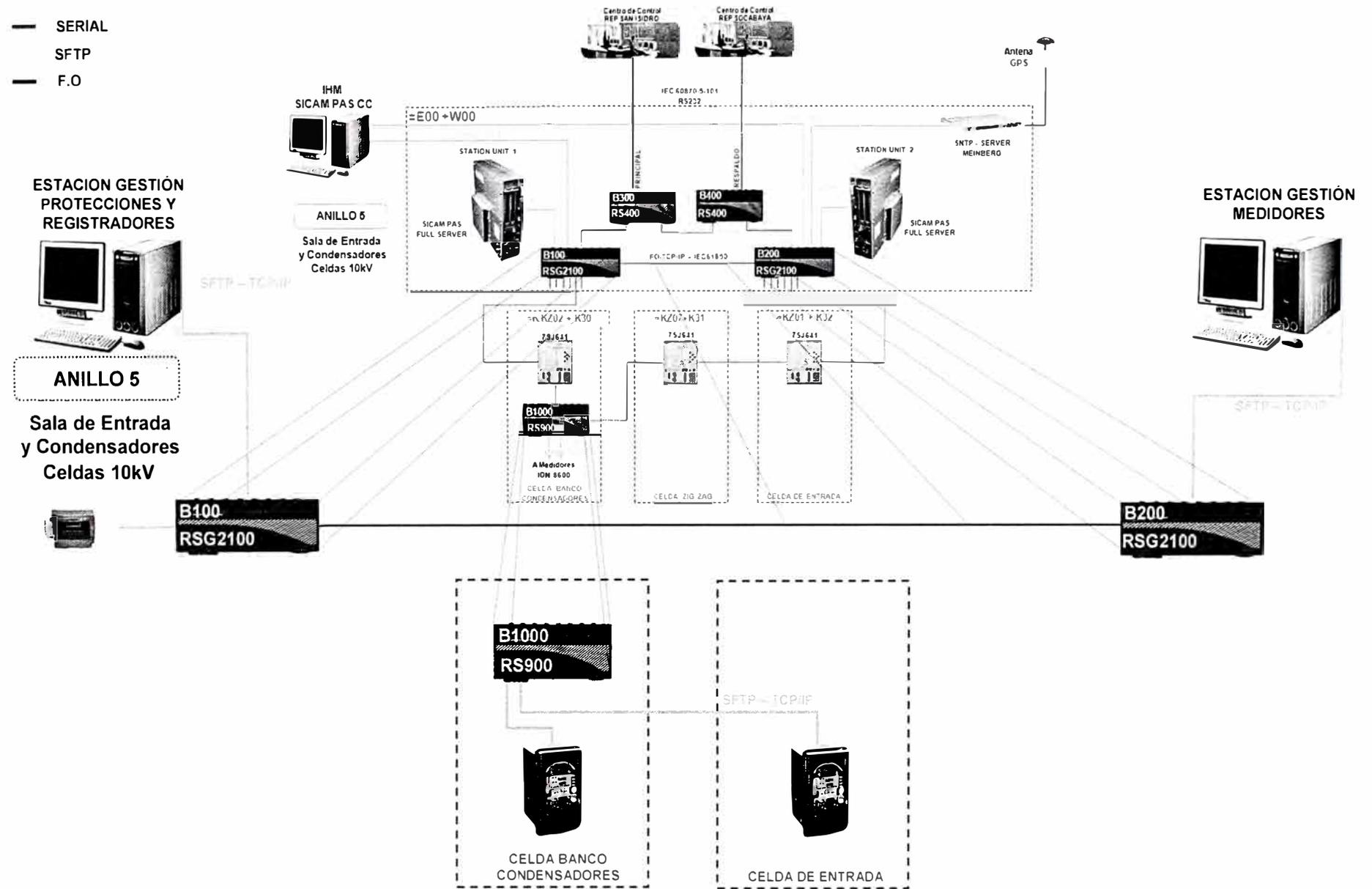


Fig. B4 Arquitectura General de Gestión de Medidores

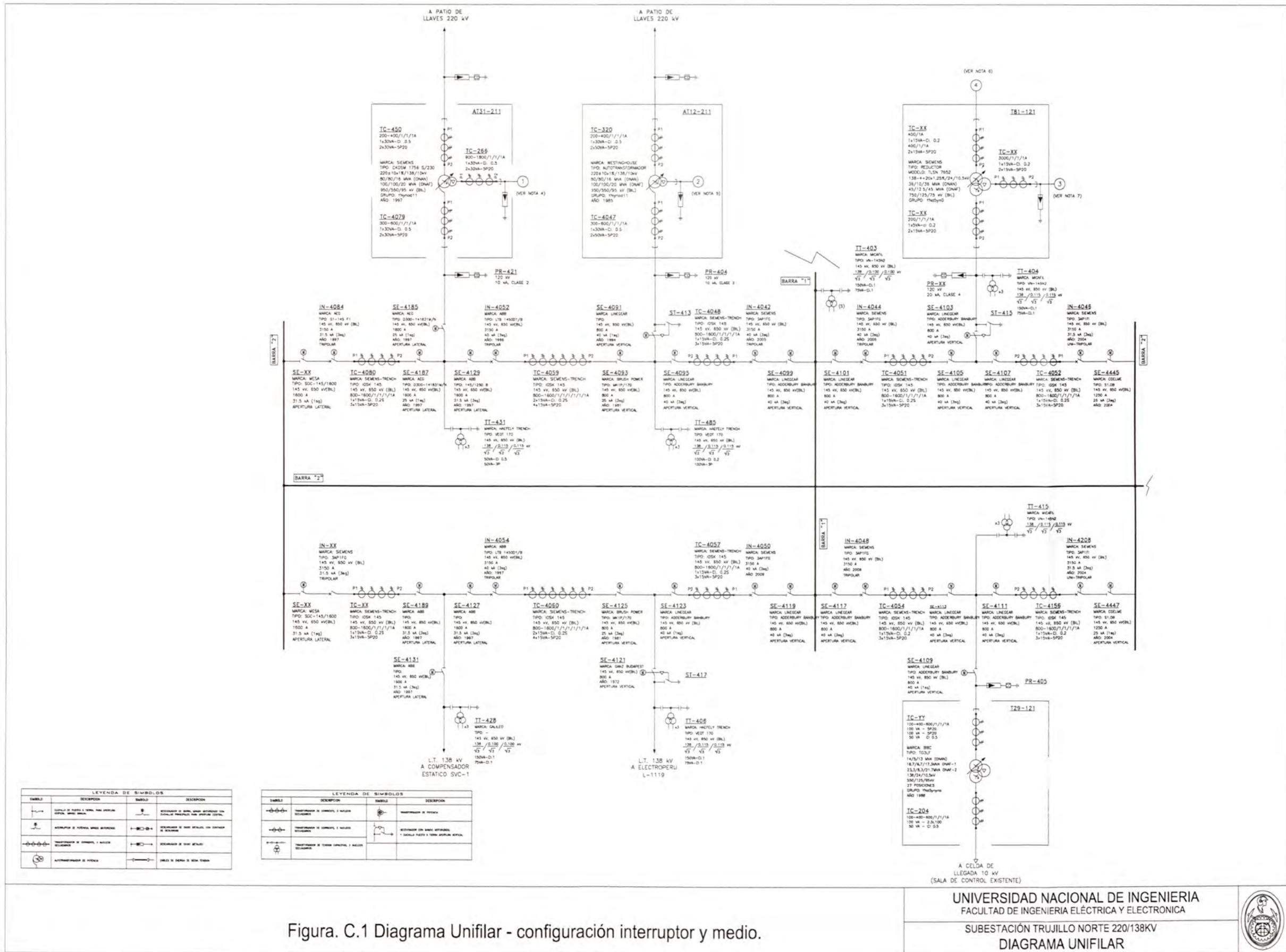
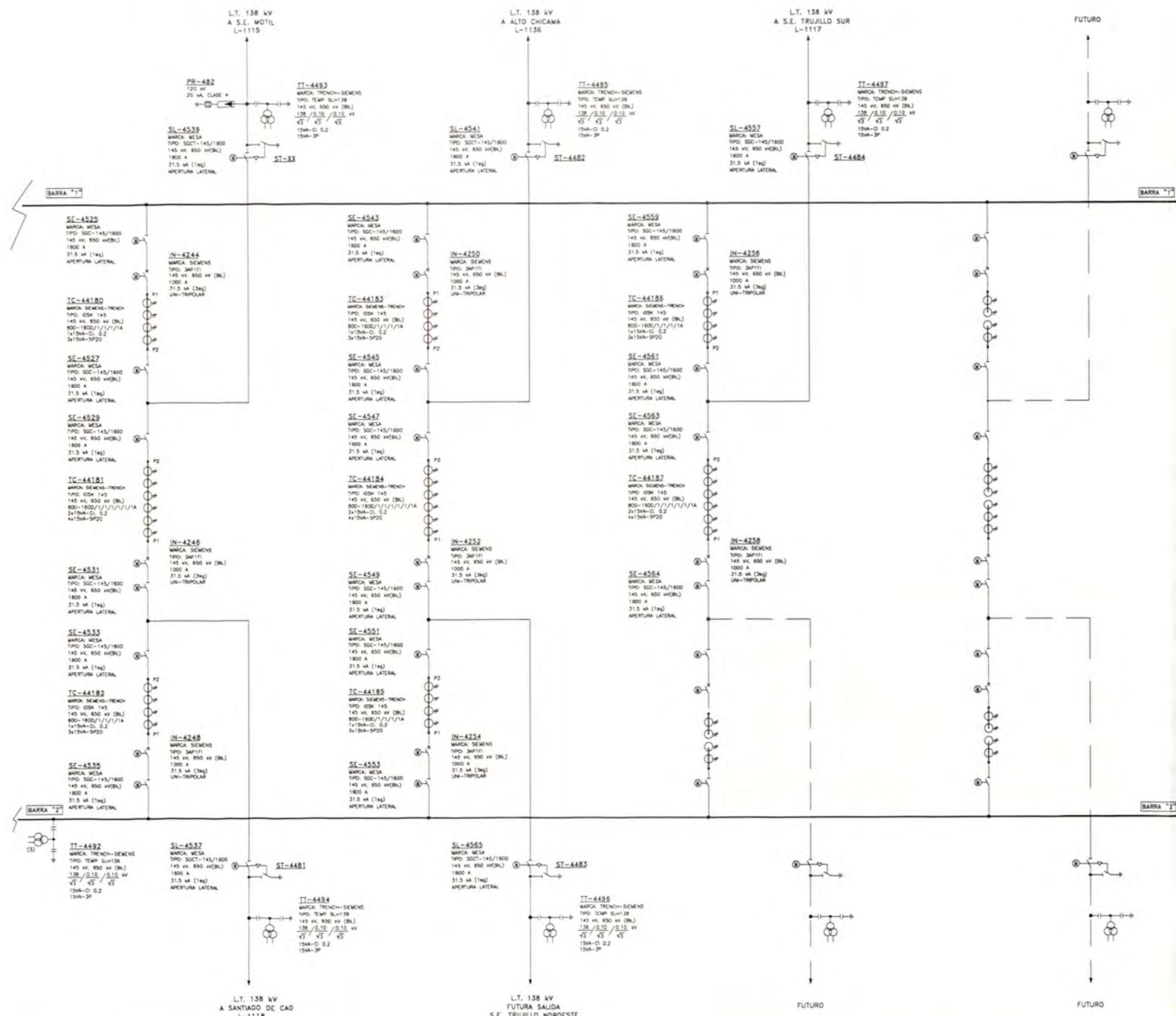


Figura. C.1 Diagrama Unifilar - configuración interruptor y medio.





LEYENDA DE SIMBOLOS			
SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
[Symbol]	SEÑAL DE PUESTO A TERNAL PARA SEÑALIZACION INTERNA, SIN SEÑAL EXTERNA	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA
[Symbol]	SEÑALIZACION DE POTENCIA, SIN SEÑALIZACION EXTERNA	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA
[Symbol]	SEÑALIZACION DE POTENCIA, SIN SEÑALIZACION EXTERNA	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA
[Symbol]	SEÑALIZACION DE POTENCIA, SIN SEÑALIZACION EXTERNA	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA

LEYENDA DE SIMBOLOS			
SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
[Symbol]	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, 1 WATIOS	[Symbol]	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
[Symbol]	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE, 1 WATIOS	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA
[Symbol]	TRANSFORMADOR DE TENSION, 1 WATIOS	[Symbol]	SEÑALIZACION DE BARRA, SIN SEÑALIZACION PARA SEÑALIZACION EXTERNA

Figura. C.2 Diagrama Unifilar - configuración interruptor y medio.



.ANEXO D: Lista de siglas y abreviaturas

- **6MD6***: Referencia de los BCU's de la serie SIPROTEC. Se utilizarán varias referencias según el campo en el que se utilicen.
- **7SJ6***: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de sobrecorriente, verificación de sincronismo) de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- **7SS52***: Referencia de los relés de protección diferencial de barras de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- **7SD5***: Referencia de los relés de protección diferencia de línea con protección de distancia de la serie SIPROTEC que se utilizaran en el presente proyecto.
- **7SA6***: Referencia de los relés de protección multifuncionales (de distancia, autorecierre, verificación de sincronismo, falla interruptor) de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- **7UT6***: Referencia de los relés de protección diferencial para transformadores, generadores, motores y barras de la serie SIPROTEC que se utilizarán en el presente proyecto.
- **ARP**: (Address Resolution Protocol) Relaciona las direcciones lógicas con las direcciones físicas.
- **BNC**: Conector utilizado en redes con cable coaxial para 10Base2. Es acrónimo para: Conector Naval de Bayoneta (Bayonet Navy Connector), Conector Naval Británico (British Naval Connector), Bayoneta Neill Concelman (Bayonet Neill Concelman), o Conexión de Bayoneta de Nudo (Bayonet Nut Connection), dependiendo de a quién se le pregunte o qué bibliografía se consulte.
- **BCU**: (Bay Control Unit). Termino 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.
- **CID**: (Configured IED Description). Archivo de intercambio de datos de la herramienta de configuración del IED que se emplea para inicializar el IED.
- **DCF77**: Señal de tiempo de alta precisión emitida desde la estación del reloj atómico ubicado en los laboratorios de prueba de Alemania Federal (PTB).
- **DIGSI**: Software utilizado para la gestión de los IED's de la serie SIPROTEC de SIEMENS.

- DSI: (Distributed System Infrastructure). Sistema central de distribución de datos del SICAM PAS.
- EPROM: (Erasable Programmable Read Only Memory). Memoria para datos y programas que no depende de la conexión a una fuente de alimentación.
- FIFO: (First In, First Out). Es un método utilizado en estructuras de datos para implementar colas. La implementación puede efectuarse con ayuda de arrays o vectores, o bien mediante el uso de punteros y asignación dinámica de memoria.
- GPS: (Global Positioning System). Sistema de posicionamiento que emplea satélites con reloj atómico girando alrededor de la tierra en diferentes órbitas los cuales envían señales de la hora universal en formato broadcast.
- GOOSE: (Generic Object-Oriented Substation Event). Reporte por excepción de alta velocidad que emite un IED en formato multicast
- ICD: (IED Capability Description). Archivo de intercambio de datos desde la herramienta de configuración del IED (DIGSI) hasta la herramienta de configuración del sistema que describe las capacidades del IED.
- IEC: (International Electrotechnical Commission).
- IED: (Intelligent Electronic Device).
- IGMP: (Internet Group Management Protocol).
- IP: (Internet Protocol) Proporciona el máximo esfuerzo de entrega sin conexión de datagramas encaminados. Busca la forma de trasladar la información a su destino.
- IRIG-B: (Inter-Range Instrumentation Group). Código de señal de tiempo del IRIG.
- IT: (Information Technology).
- 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).
- MAC: (Media Access Control). Dirección física fija de un componente de red.
- MMS: (Manufacturing Message Specification).
- OSCOP P: Software utilizado para la gestión de los registradores de falla SIMEAS R.
- OPC: OLE (Object Link and Embedding) for Process Control. Serie de interfaces basadas en tecnología OLE/COM (Microsoft Component Object Model) y DCOM (Distributed Component Object Model) que facilitan la interoperabilidad entre aplicaciones de control y automatización de procesos.

- OSI: (Open System Interconnection). Familia de normas internacionales de comunicación desarrolladas por la organización internacional de Normalización (ISO) y el comité Electrotécnico Internacional (IEC).
- RARP: (Reverse Address Resolution Protocol) Establece las direcciones lógicas cuando se conocen las direcciones físicas.
- RSTP: (Rapid Spanning Tree Protocol).
- SCD: (Substation Configuration Description). Archivo generado por el configurador del sistema que incluye la información relevante de todos los IEDs incluidos en una subestación.
- S.E.: Subestación.
- SICAM: (Siemens Integration of Control And Monitoring). Serie de equipos y tecnologías desarrolladas por Siemens para el control y automatización de subestaciones.
- 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.
- SIMEAS: (SIEMENS Measurement). Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocados a medición.
- SIMEAS R: Equipo Registrador De Fallas de la serie SIMEAS.
- SIPROTEC: (Siemens Protection Technology): Serie de equipos y tecnologías de Siemens enfocadas a la protección de sistemas de potencia.
- SNMP: (Simple Network Management Protocol). Protocolo que facilita el intercambio de información de administración entre dispositivos de red.
- SNTP: (Simple Network Time Protocol). Protocolo de internet para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través de ruteo de paquetes en redes con latencia variable.
- SQL: (Structured Query Language). Lenguaje de programación para sistemas de bases de datos relacionales.
- SU: (Station Unit). Controlador de Subestación
- TCM: (TeleControl Module)
- 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.
- UDP: (User Datagram Protocol). Complemento al TCP que ofrece un servicio a datagramas sin conexión que no garantiza entrega ni correcta secuencia en la entrega de paquetes.
- VMD: (Virtual Manufacturing Device) Objeto al que se encuentran subordinados todos los demás objetos MMS.
- WAN: (Wide Area Network). Red de comunicación que conecta un grupo de computadores, impresoras y otros equipos que se encuentran separados geográficamente.
- XML: (eXtensible Markup Language). Lenguaje que proporciona un formato para describir datos estructurados.

ANEXO E: Normas del sistema de Automatización

El sistema de automatización descrito en este capítulo cumple con las siguientes normas:

- IEC 60478 Stabilized power supplies, d.c. output
- IEC 60688 Electrical Measuring Transducers for converting a.c. electrical quantities to analog or digital signals
- IEC 60793 Optical Fibers
- IEC 60794 Optical Fiber Cables
- IEC 60874 Connectors for optical fibers and cables
- IEC 60870-5-101 Telecontrol Equipment and Systems -Part 5-101. Transmission Protocols- Companion standard for basic telecontrol tasks
- IEC 60870-5-103 Telecontrol Equipment and Systems -Part 5-103. Transmission Protocols- Companion standard for the informative interface of protection equipment
- IEC 61850 Communication networks and systems in substation
- IEC 60870-2-2 Telecontrol Equipment and Systems -Part 2-2. Environmental Conditions (Climatic, Mechanical and other Non-Electrical Influences)
- IEC 61000 Electromagnetic Compatibility (EMC)
- IEC 61131 Programmable controllers
- ISO-IEC 8802 Information Processing Systems – Local Area Networks -
- IEEE C37.1 Definition Specification and Analysis of Systems used for Supervisory Control, Data Acquisition and Automatic Control

BIBLIOGRAFIA

- [1] Carlos Felipe Ramirez (2010), "Subestaciones de Alta y Extra Tensión", 2da Edición.
- [2] Klaus-Peter Brand, Volker Lohmann, Wolfgang Wimmer(2003),Substation Automation Handbook (First Edition).
- [3] Luis Tapia (2005), "Operación de Subestaciones".
- [4] Hubert Kirmann "Introduction to IEC-61850 substation communication standard
- [5] Lucía, Saray Barrantes Pinela (2011), Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas.
- [6] Arthur Pereira Neto "Redes Ethernet en subestaciones & norma técnica" Siemens 2006