

ESCUELA POLITECNICA DEL EJÉRCITO

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA

**PROYECTO DE GRADO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO EN
INGENIERIA ELECTRÓNICA**

**“Análisis de protocolos de comunicación para la Automatización
de Subestaciones de Transmisión Eléctrica”**

Iván Fernando Rivadeneira Astudillo

Sangolquí – Ecuador

Octubre – 2005

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto fue realizado en su totalidad por el señor Iván Fernando Rivadeneira Astudillo, como requisito para la obtención del título de Ingeniero Electrónico.

Sangolquí, Octubre del 2005

Sr. Ing. Víctor Proaño
Director

Sr. Ing. Rodolfo Gordillo
Co-director

AGRADECIMIENTO

Expreso mi total agradecimiento a cada una de las personas que me han ayudado a lo largo de mi carrera profesional y en la culminación de éste proyecto.

De manera especial, agradezco a los señores Ing. Victor Proaño e Ing. Rodolfo Gordillo, por dirigir y asesorar éste proyecto de tesis.

Agradezco también al Sr. Ing. Galo Vaca, por su ayuda incondicional, por su apoyo y enseñanzas.

A mi familia, por brindarme todo el respaldo necesario para poder culminar con éxito este proyecto.

Gracias a Dios por todas sus bendiciones.

Iván Rivadeneira A.

DEDICATORIA

A mis padres

por su fe incansable,
sus infinitas enseñanzas,
su ejemplo,
su dedicación,
por permitirme equivocarme y aprender de mis errores,
por brindarme las facilidades para crecer como
persona.

Porque además de ser los mejores padres,
son mis mejores amigos.

Iván Rivadeneira A.

CONTENIDO

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	2
1. GENERALIDADES	3
1.1. Sistemas de Generación.....	3
1.2. Sistemas de Transmisión	3
1.3. Sistemas de Distribución.....	5
1.4. Subestación Eléctrica	5
2. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	6
Mercado Eléctrico Ecuatoriano.....	7
Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	8
Generación	8
Sistema de Transmisión Nacional (STN).....	8
3. EL PAPEL DE LAS SUBESTACIONES EN LA RED	10
Funcionalidad como nodo.....	10
Acceso a la Energía y a la Red de Energía.....	11
CAPÍTULO II SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	12
1. SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS)	13
Definición.....	13
La historia de las Unidades Terminales Remotas	13
Desde las RTU's a los SAS	13
2. EL PAPEL DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL MANEJO DE LA RED	14
Sistema de manejo de la red de energía.....	14
Estructura	14
Las tareas en conjunto	15
Funciones Locales en las Subestaciones.....	16
3. ESTRUCTURA BÁSICA DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	17
3.1. Nivel de Estación.....	18
3.1.1. Interface Hombre-Máquina (HMI).....	20
3.1.2. Control Local y Automatización del Nivel de Estación	20
3.1.3. Bases de Datos y Archivos de la Subestación	20
3.1.4. Acceso a los datos de proceso	21
3.1.5. Sincronización de tiempo	22
3.1.6. Monitoreo y Control Remoto	23
3.1.7. Intercambio de datos entre los niveles de Estación y Bahía	25

3.2.	Nivel de Bahía	25
3.2.1.	Control del Nivel de Bahía	26
3.2.2.	Protección del Nivel de Bahía.....	26
3.2.3.	Monitoreo del Nivel de Bahía.....	27
3.2.4.	Interface Hombre-Máquina en el Nivel de Bahía	28
3.3.	Nivel de Proceso	29
3.3.1.	Terminales Cableadas.....	30
3.3.2.	Unidades remotas de entradas y salidas.....	31
4.	FUNCIONES DE UN SAS	32
4.1.	Funciones de monitoreo y supervisión.....	32
4.2.	Funciones de control	33
4.3.	Funciones de protección y seguridad	33
4.4.	Funciones de apoyo automáticas	34
4.5.	Funciones de configuración y mantenimiento del sistema	34
4.5.1	Adaptación y configuración del sistema.....	35
4.5.2	Aplicaciones de software de mantenimiento y mejora	36
4.6.	Funciones de comunicación	37
4.6.1	Intercambio de datos dentro de la Subestación	37
4.6.2	Intercambio de datos con sistemas externos.....	37
4.7.	Funciones relacionadas con la operación de redes.....	38
4.7.1	Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA).....	38
4.7.2	Software de Aplicación de Energía (PAS)	39
CAPÍTULO III ARQUITECTURAS DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES		40
1.	EL IMPACTO DE LA TECNOLOGÍA COMPUTARIZADA	41
2.	CRITERIOS DE DISEÑO PARA LAS ARQUITECTURAS DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	42
2.1.	Funciones de la comunicación	43
2.1.1.	Máximo tiempo permitido	43
2.1.2.	Integridad de datos	43
2.1.3.	Método de Intercambio.....	43
2.2.	Modos de Comunicación	45
2.2.1.	Comunicación Maestro/Esclavo	45
2.2.2.	Transferencia periódica del estado del proceso	45
2.2.3.	Comunicación Punto-a-Punto	46
2.2.4.	Comunicación Multi-Punto	46
2.2.5.	Comunicación Cliente-Servidor	46
2.3.	Sincronización de tiempo.....	47
2.4.	Medio de comunicación.....	48
2.5.	Redundancia	48
2.5.1.	General.....	48
2.5.2.	Redundancia Física.....	50
2.6.	Características de los IED's	54
2.6.1.	Módulos de interfase para IED's.....	55

3.	TENDENCIA AMERICANA.....	57
3.1.	Distribución por Niveles Jerárquicos	57
3.2.	Nivel 3.....	58
3.3.	Comunicaciones e Interfaces Nivel 3 – Nivel 2.....	58
3.4.	Nivel 2.....	58
3.4.1.	Sistema de Procesamiento del Nivel 2.....	58
3.4.2.	Interfase de Usuario en el Nivel 2.....	59
3.4.3.	Almacenamiento de Datos.....	59
3.4.4.	Criterios de diseño para el Nivel 2.....	59
3.5.	Red de Área Local (LAN) en la Subestación Nivel 2 – Nivel 1	60
3.6.	Nivel 1.....	60
3.6.1.	Controlador del Nivel 1.....	61
3.6.2.	Interfase de Usuario Nivel 1.....	61
3.6.3.	Criterios de diseño para el Nivel 1.....	61
3.7.	Interfases y comunicaciones Nivel 1 – Nivel 0	62
3.8.	Nivel 0.....	62
4.	TENDENCIA EUROPEA.....	62
4.1.	Distribución por Niveles Jerárquicos	62
4.2.	Nivel de Estación.....	64
4.3.	Nivel de Bahía	64
4.4.	Nivel de Proceso.....	65
 CAPÍTULO IV PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.....		67
1.	ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN.....	68
	Introducción.....	68
	Interoperatividad en Subestaciones.....	68
	Interoperatividad y Sistemas Abiertos.....	68
	Integridad de los datos	70
	Requerimientos Generales para la Red.....	71
	Requerimientos Geográficos.....	71
	Número de dispositivos.....	71
	Protocolos de Comunicación.....	71
	Protocolos de interfase en modems.....	71
	Comunicación con Centros de Control	72
2.	PROTOCOLO UCA 2.0.....	74
2.1.	Arquitectura del protocolo	77
2.1.1.	Capa Física.....	78
2.1.2.	Capa de Red.....	78
2.1.3.	Capa de Aplicación.....	78
2.2.	Niveles de implementación	78
3.	PROTOCOLO DNP3.0.....	79

Arquitectura del protocolo	81
Capa Física	81
Capa de Enlace	82
Capa Seudo-Transporte DNP	82
Capa de aplicación	83
Niveles de implementación	83
4. ESTANDAR IEC61850.....	84
Arquitectura del protocolo	88
Niveles de implementación	89
5. COMPARACIÓN ENTRE PROTOCOLOS	90
CAPÍTULO V SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE ENERGÍA.....	91
1. MONITOREO DEL SAS.....	92
Diferentes niveles de monitoreo.....	92
Auto-supervisión de dispositivos	92
2. SISTEMAS SCADA.....	93
Generalidades de los SCADA.....	93
Funciones del SCADA.....	93
Objetivos del SCADA.....	93
Configuraciones de un SCADA.....	94
Una estación maestra – una terminal remota	94
Una estación maestra – múltiples estaciones remotas.....	94
Múltiples estaciones maestras – múltiples terminales remotas.....	95
CAPÍTULO VI APLICACIONES EN EL ECUADOR.....	96
1. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES PSCN3020.....	97
Definiciones.....	97
Arquitectura y Comunicación entre Niveles Jerárquicos.....	99
Nivel 1: Control / Protección y Medición	99
Nivel 2: Control y Monitoreo de la Subestación	100
Nivel 3: Superior	100
Arquitecturas de cada sistema	101
Nivel 1: Control, Protección y Medición	101
Módulo de Bahía.....	101
Niveles 2 y 3: Nivel de Subestación y Nivel Superior	103
Especificaciones de los BM9000 e IED's.....	104
Sistema de comunicación y Supervisión	105
1.4.1. Red de protección: comunicación con los IED's.....	105
1.4.2. Red Primaria.....	106
2. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES SICAM PAS....	107
2.1. Descripción del Sistema y principio de funcionamiento.....	107
2.1.1. Generalidades.....	107
2.1.2. Estructura del Sistema.....	108
2.2. Controladores de Bahía.....	111

2.2.1.	Características particulares.....	111
2.2.2.	Bus entre bahías.....	112
2.2.3.	Tareas.....	112
2.3.	Comunicación con el Centro de Control.....	113
3.	SISTEMA DE CONTROL SCS.....	113
3.1.	Arquitectura: componentes y funciones.....	114
3.1.1.	Computador Base del Sistema <i>SYS500</i>	114
3.1.2.	Módem de servicio.....	116
3.1.3.	Unidad de alarma <i>SACO 16D3</i>	116
3.1.4.	Convertidor de Protocolos <i>COM500</i>	117
3.1.5.	Impresoras.....	117
3.1.6.	Sistema de comunicaciones.....	118
3.1.7.	Star coupler <i>RER111</i>	119
3.1.8.	Receptor <i>GPS</i>	119
3.1.9.	Panel mímico. <i>Touch screen</i>	120
4.	COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS.....	120

CAPÍTULO VII INGENIERIA BÁSICA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SAS RECOMENDADO..... 121

1.	EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	122
	Arquitectura General del Sistema.....	122
1.1.1.	IED's de Control de Bahía.....	122
1.1.2.	IED's de Protección de Bahía.....	123
1.1.3.	Intercambio de datos.....	123
1.1.4.	Telecontrol.....	123
1.2.	Diseño del sistema.....	123
1.3.	Hardware del sistema.....	125
1.3.1.	Estación de operación.....	125
1.3.2.	Impresoras.....	125
1.4.	Filosofía de operación del sistema.....	126
1.4.1.	Nivel de Proceso.....	126
1.4.2.	Nivel de Bahía.....	127
1.4.3.	Anillo Redundante de Fibra Óptica.....	128
1.4.4.	Nivel de Estación.....	129

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 131

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... 136

ANEXOS..... 139

Anexo 1..... 140

Anexo 2..... 141

Anexo 3..... 142

GLOSARIO..... 146

ÍNDICE DE FIGURAS..... 151

ÍNDICE DE TABLAS..... 153

PRÓLOGO

Los rápidos cambios en la industria eléctrica impulsados por los competitivos niveles de productividad, de eficiencia y de calidad de servicio, que exige el mercado en la actualidad, requieren de una constante innovación a la hora de resolver la automatización de una Subestación Eléctrica, lo cual puede significar difíciles desafíos.

El Sistema de Automatización de una Subestación 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.

El éxito de una aplicación de automatización depende de saber escoger los dispositivos, el medio de comunicación adecuado y los protocolos de comunicación entre los más utilizados.

Es necesario diferenciar los protocolos de comunicación más utilizados en la Automatización de Subestaciones para obtener una comunicación eficiente entre los distintos niveles de una Subestación. Al presentar las ventajas y desventajas de cada protocolo de comunicación disponible, será posible decidir qué protocolo utilizar de acuerdo al nivel de operación o a la necesidad específica de cada subestación.

En el Ecuador se está comenzando a automatizar las Subestaciones Eléctricas con nuevas tecnologías, por lo que es importante dar a conocer los estándares y establecer arquitecturas con sistemas abiertos que permitan la interoperatividad de sus elementos.

CAPÍTULO I

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Este capítulo habla sobre los conceptos generales de un sistema eléctrico: Sistemas de Generación, Distribución y Transmisión; así como sus componentes más importantes, como son las Subestaciones Eléctricas. Además contiene una breve explicación del Sistema Eléctrico ecuatoriano en donde se detalla su organización y las tareas que realiza TRANSELECTRIC.

1. GENERALIDADES

Las plantas generadoras de energía eléctrica están apartadas de las poblaciones, por lo que se hace necesario el transporte de esta energía hacia los consumidores. Un Sistema de Suministro Eléctrico está compuesto por:

1.1. Sistemas de Generación

La generación de electricidad, en términos generales, consiste en transformar alguna clase de energía, "*no eléctrica*", sea esta química, mecánica, térmica, luminosa, etc. en energía eléctrica. Para la generación industrial de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, las cuales ejecutan alguna de las transformaciones, citadas al principio, de energía "*no eléctrica*" en energía eléctrica y constituyen el primer escalón del Sistema de suministro eléctrico.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en: Térmicas, Hidroeléctricas, Nucleares, Eólicas, Solares termoeléctricas, Solares fotovoltaicas y Mareomotrices.

No obstante todos los tipos indicados, la mayor parte de la energía eléctrica generada proviene de los tres primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador en si, que no es otro que un alternador, movido mediante una turbina, que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada. En las centrales fotovoltaicas la corriente obtenida es continua y para su utilización es necesaria su conversión en alterna, mediante el empleo de dispositivos denominados inversores u onduladores.

1.2. Sistemas de Transmisión

La red de transporte de energía eléctrica es parte del sistema de suministro eléctrico constituido por los elementos necesarios para llevar la energía generada en las centrales hidroeléctricas, térmicas, de ciclo combinado y/o nucleares a través de grandes distancias hasta los puntos de consumo.

Para ello, los volúmenes de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule.

Con este fin se emplean Subestaciones Elevadoras en que dicha transformación se efectúa empleando equipos eléctricos denominados transformadores (Figura 1-1). De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados Alta Tensión.



Figura 1- 1. Transformador de tensión
Para elevar o disminuir el voltaje para el transporte de energía



Figura 1- 2. Torre de Alta Tensión y Líneas de Transporte

Parte fundamental de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte (Figura 1-2). Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de Alta Tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la

transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Están constituidas tanto por el elemento conductor, usualmente cables de cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las Torres de Alta Tensión. Al estar formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor, se emplean aisladores de disco y herrajes para soportarlos.

1.3. Sistemas de Distribución

La red de distribución de la energía eléctrica es responsabilidad de las compañías distribuidoras o comercializadoras de electricidad. La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte, se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la *red de reparto* que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

La segunda etapa la constituye la *red de distribución* propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los *centros de transformación*, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125-220 o 220/380 V).

1.4. Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es una instalación industrial empleada para la transformación del voltaje. Las Subestaciones eléctricas se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas para elevar el voltaje a la salida de sus generadores y en las cercanías de las poblaciones y los consumidores, para bajarlo de nuevo. La razón técnica para realizar esta operación es la

conveniencia de realizar el transporte de energía eléctrica a larga distancia a voltajes elevados para reducir las pérdidas resistivas, que dependen de la intensidad de corriente.



**Figura 1- 3. Patio de Maniobras de una Subestación
(Subestación de Transmisión Pomasqui TRANSELECTRIC S.A.)**

2. SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El Sector Eléctrico Ecuatoriano ha sufrido un proceso de cambio para permitir la participación del sector privado. Este proceso se inició con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en 1996, lo que creó un mercado no regularizado y competitivo, descentralizando la estructura del Estado por medio de un esquema que separó las actividades de Generación, Transmisión y Distribución. Sin embargo, este esquema no entró en funcionamiento hasta abril de 1999, cuando fueron introducidos cambios significativos en las prácticas operacionales y comerciales del Sector Eléctrico.

Esta Ley fue enmendada junto a la Ley de Transformación Económica del Ecuador (Capítulo VIII – Reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico), lo que permitió, finalmente, la modernización del Sector Eléctrico.

Mercado Eléctrico Ecuatoriano

El nuevo modelo comprende el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un Administrador de Mercado (CENACE) y una entidad reguladora (CONELEC).

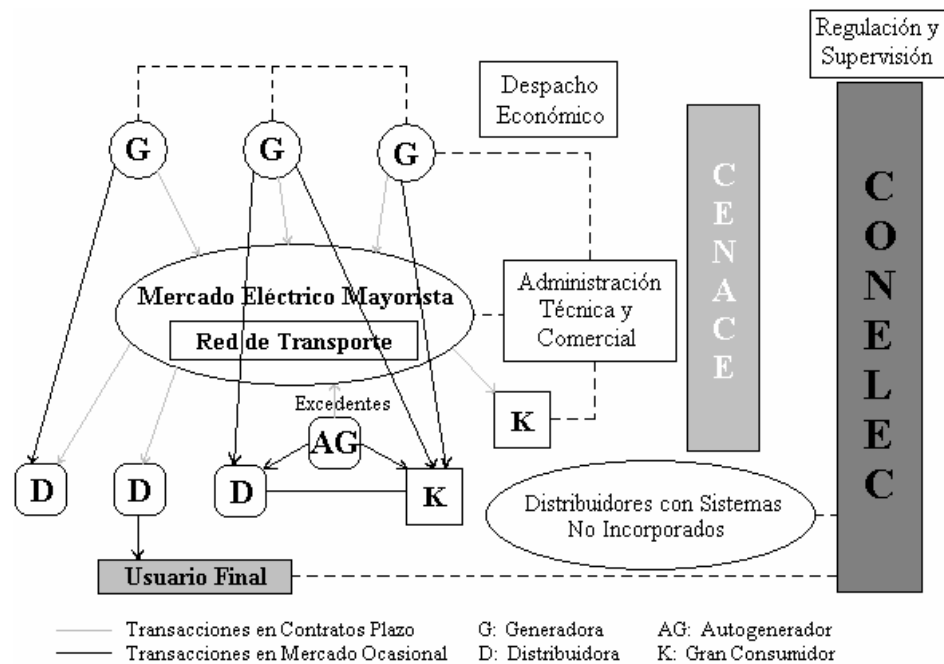


Figura 1- 4. Organización del MEM

El MEM está constituido por los siguientes agentes:

- A. Compañías Generadoras:** consideradas agentes del MEM si están en la capacidad de generar más de 10 MW.
- B. Compañías de Distribución:** constituidas como servicios públicos y con la obligación de proveer de energía de acuerdo a la demanda de su respectiva área concesionada, con un nivel de calidad y subsidios exigidos.
- C. Grandes Consumidores:** considerados agentes del MEM si, aparte de otros requerimientos, al menos tienen una capacidad instalada de 2 MW. Los grandes consumidores pueden adquirir energía directamente de las compañías distribuidoras o generadoras puntuales del mercado.

La Transmisión de la energía ha sido definida como un servicio público de monopolio, teniendo la obligación de ofrecer un libre acceso a la red de transmisión de energía desde las compañías generadoras hasta las distribuidoras y grandes consumidores. La Compañía de Transmisión (TRANSELECTRIC) no posee el permiso para proveer o vender energía eléctrica. TRANSELECTRIC es la responsable de la expansión del sistema.

El CENACE es una entidad independiente responsable de la coordinación de la operación segura y económica del sistema de energía, además está encargada de garantizar un nivel de calidad del servicio. El CENACE, como administrador del MEM, establece los precios de la energía en el mercado y supervisa la ejecución de los contratos. El modelo incluye la participación de una entidad del Estado, el CONELEC, responsable de la planeación, regulación, concesión y supervisión del Sector Eléctrico bajo principios de transparencia y equidad.

Sistema Nacional Interconectado (SNI)

La distribución de la energía eléctrica es ejecutada por 18 compañías distribuidoras y por pequeños sistemas en la Región Oriental y Galápagos. El *Anexo 1* muestra el Sistema Ecuatoriano de Generación y Transmisión con sus respectivas Plantas y Líneas de Transmisión de 230 kV/138 kV.

Generación

El Plan de Expansión de 1998 a 2007 aspira tener 38 nuevas plantas de generación. Cada una tendrá una capacidad de por lo menos 10 MW para ser conectadas al Sistema Nacional Interconectado, lo que dará como resultado una capacidad total de 2700 MW.

Sistema de Transmisión Nacional (STN)

Todas las actividades de transmisión se dan bajo reglas de exclusividad, ya que existe un solo proveedor para los servicios de transmisión. La Ley de Régimen

del Sector Eléctrico delega a una sola compañía el Sistema de Transmisión Nacional, la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC), la cual es una corporación privada y es la dueña del Sistema de Transmisión (Subestaciones y Líneas de Transmisión), siendo parte del estado. Para asegurar la competencia, TRANSELECTRIC está obligada a proveer de libre acceso a la red de Transmisión a los agentes del MEM (generadoras, distribuidoras y grandes consumidores), además es la responsable de la expansión del sistema para satisfacer la demanda requerida. Para realizar el servicio de transporte de energía, TRANSELECTRIC S.A. cuenta con 29 subestaciones:

- ? 26 de Transformación
- ? 2 para Centrales de Generación
- ? 1 para Seccionamiento de la Línea Milagro – Machala a 138 kV

De estas Subestaciones, 10 funcionan a 230 kV, 9 forman el anillo a doble circuito y la restante es radial. A 138 kV se dispone de 19 Subestaciones. TRANSELECTRIC S.A. posee:

- ? 1425,27 km de líneas de transmisión a 230 kV
- ? 1324,25 km en líneas a 138 kV
- ? 205,10 km en líneas de 69 kV
- ? Una capacidad de transformación de 5713,1 MVA

El plan de expansión para los años entre el 2000 y el 2009 promete la ampliación de 7 subestaciones, la construcción de una nueva subestación, la expansión de la capacidad de transformación de 15 subestaciones, la instalación de compensación reactiva de 4 subestaciones y la interconexión internacional de 230/220 kV con Colombia y Perú.

3. EL PAPEL DE LAS SUBESTACIONES EN LA RED

Funcionalidad como nodo

La Subestación es el nodo en la red energética que conecta las líneas y cableado para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. El nodo eléctrico en la Subestación es la barra.

Los circuitos de interruptores y aisladores (seccionadores, Figura 1-5) son instalados para conectar o desconectar las líneas de entrada o de salida con la barra. El flujo de energía es controlado y diseccionado activamente por estos dispositivos de interrupción. Para un aislamiento seguro existen disyuntores o aisladores (Figura 1-6) asociados al circuito de interruptores. Para proveer de seguridad en el proceso de mantenimiento se utilizan interruptores de aterrizaje o dispositivos temporales de aterrizaje los que aseguran que el área en mantenimiento no tiene voltaje ni corriente. Además del conjunto de interruptores, en la Subestación, existen transformadores para conectar barras a diferentes voltajes. Las caídas de voltaje a lo largo de las líneas de transmisión, entre las Subestaciones, ocurren debido a la capacitancia o reactancia de las líneas, por lo que el voltaje debe ser ajustado a través de bancos de capacitores o reactores, los cuales sirven de fuentes o sumideros de energía reactiva.



Figura 1- 5. Seccionadores ó aisladores.

Permiten el paso de la energía dentro de la Subestación entre sus Bahías



Figura 1- 6. Disyuntores tripolares

Algunas Subestaciones de alto voltaje (HV) compactas están albergadas en edificios, pero la mayoría de Subestaciones HV se establecen puertas afuera y están sujetas a condiciones climáticas severas.

Acceso a la Energía y a la Red de Energía

Existen sensores y unidades de adquisición de datos en los transformadores que miden los valores de voltaje y corriente reales y entregan la información esencial concerniente al estado del sistema de potencia. Tanto la frecuencia como la energía local son calculadas por medio de estos valores, o son medidas directamente por medidores de potencia dedicados. El conjunto de interruptores en una Subestación y las líneas de interconexión de transmisión y distribución constituyen el mayor capital para la empresa eléctrica. Las fallas en el sistema no sólo degradan a los dispositivos, además ocasionan pérdidas en la entrega de energía, por lo que el estado de estos componentes es monitoreado y supervisado en las Subestaciones para proteger este capital. Todos estos recursos permiten el acceso o la interfase al sistema de energía. Este acceso se lo puede realizar por medio de operadores o por medio de procesos automáticos, como las funciones de protección.

CAPÍTULO II

SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Este capítulo explica lo que es un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS), las ventajas que presentan estos sistemas con respecto a los sistemas manuales y detalla cuál es su papel en el manejo de la red de energía. Además se muestra la estructura típica de un SAS, los niveles jerárquicos que componen esta estructura y sus tareas más importantes. Finalmente se explica cuáles son las funciones (automáticas o manuales) que forman parte del sistema.

1. SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS)

Definición

Un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) realiza las funciones de:

- ? Acceso local y remoto al sistema de energía
- ? Funciones locales automáticas y manuales
- ? Enlaces de comunicación e interfaces con el patio de maniobras, así como con el Sistema de Manejo de Red

Estas funciones son ejecutadas y combinadas en muchos IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) dedicados al control, monitoreo, protección, automatización, comunicación, etc.

La historia de las Unidades Terminales Remotas

Históricamente, en cada Subestación, la única interfase entre el patio de interruptores y el Sistema de Manejo de Red fue una Unidad Terminal Remota (RTU). La RTU era la unidad central que poseía muchas entradas y salidas, casi ninguna función local y la interfase de comunicación con el Centro de Control remoto.

Las RTU's en conjunto con el Centro de Control formaban el Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA). Un sistema SCADA es utilizado principalmente para monitorear, controlar y manejar el Sistema de Potencia de forma remota por medio de un operador, para la entrega de energía eléctrica.

Desde las RTU's a los SAS

A diferencia de las RTU's, un SAS ejecuta todas las tareas locales en una estructura descentralizada. Las funciones incluyen la automatización de todas las acciones que se requieren para manejar una Subestación específica, así como el

aislar y aterrizar la alimentación de la bahía, y, archivar los datos monitoreados. Además, se adquieren y se almacenan todos los datos relacionados con el equipo primario de la Subestación (detalles, localización de fallas, registro de perturbaciones).

La función de comunicación de la RTU es necesaria también en la Automatización de la Subestación, pero se la modifica a una interfase de comunicación. En la mayoría de los casos esta función es implementada en un gateway de un IED. Dependiendo de los protocolos de comunicación utilizados, el gateway deberá convertir los protocolos en ambas direcciones.

La información adquirida y almacenada en dispositivos distribuidos (IED's) del SAS será transmitida al SCADA maestro por medio del gateway. Se debe notar que, los gateways, además de ser vistos como dispositivos de protección, también son considerados parte del SAS integrado por medio del sistema de comunicación común. Las funciones de protección pueden ser implementadas en conjunto con las funciones de control en un solo IED.

2. EL PAPEL DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL MANEJO DE LA RED

Sistema de manejo de la red de energía

Estructura

El sistema de manejo de la red de energía es un sistema de control multinivel jerárquico. El nivel más alto maneja la red completa; los niveles subordinados (centros de control regionales) manejan algunas regiones (no existe en el Ecuador). El nivel de control más bajo es la Subestación, donde el SAS controla el nodo y provee acceso directo al sistema de energía (*Figura 2-1*).

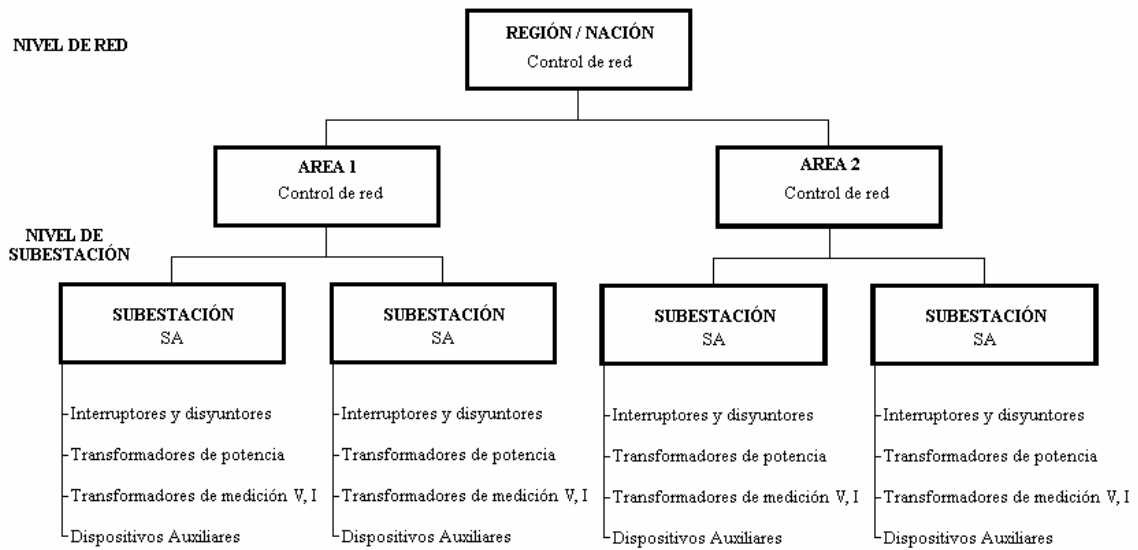


Figura 2- 1. Jerarquía del Sistema de Manejo del Manejo de Energía

En los distintos niveles se ejecutan diferentes tareas o funciones en referencia a dónde estén situados los dispositivos, así tenemos que todas las funciones ejecutadas en la Subestación son denominadas *Funciones Locales*, y todas las funciones en los niveles superiores se las conoce como *Funciones Remotas*.

Como las funciones locales proveen de soporte a las funciones remotas, la integración de estas con las funciones del manejo de red debe ser una tarea del SAS.

Las tareas en conjunto

La principal tarea del manejo de la red de energía, aparte del control directo (sistema de control de red), es el manejo de la energía (EM – Energy Management), el cuál controla no sólo el balance entre la producción y el consumo de energía, sino que además, controla la ruta o direccionamiento del flujo de energía de acuerdo a un análisis económico y otros criterios. El manejo de energía, además, debe tener mucho cuidado con el sistema de energía y asegurar la disponibilidad y calidad de la energía eléctrica, así como preocuparse del intercambio de datos estadísticos con la empresa reguladora de energía (CENACE para el Ecuador).

El sistema de manejo de la red de energía debe adquirir todos los datos de voltaje, corriente, potencia y los estados de todos los enlaces del sistema de energía total. Además debe controlar todos los interruptores y disyuntores instalados en las Subestaciones. Estas tareas se denominan Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).

Se debe revisar constantemente los valores de los datos y variables medidas en todo el sistema de energía.

Funciones Locales en las Subestaciones

Las funciones locales más comunes son la adquisición de datos de la red de energía por medio de los interruptores, disyuntores y transformadores de medición (función de sensores), y, la activación de cambios por medio de comandos hacia los dispositivos de interrupción (función de actuadores). Los valores de potencia activa o reactiva pueden ser medidos directamente o calculados desde los valores medidos de voltaje y corriente. Además la calidad de energía puede ser monitoreada.

Tal adquisición de datos admite algunas funciones locales como supervisión de la red de energía y el control del flujo de datos al nivel de subestación. Estos datos son transmitidos a cualquier dispositivo que los requiera, o de manera especial, al nivel del Centro de Control.

Además del sistema de potencia, los componentes más costosos, como los del patio de maniobras, son monitoreados constantemente para obtener todos los datos que sean posibles para su mantenimiento. Además el Sistema de Automatización de Subestaciones será capaz de realizar funciones de monitoreo, de protección y supervisión automáticamente; de tal manera que de encontrarse alguna falla, se iniciarán acciones correctivas o se activarán las alarmas correspondientes.

Toda la información relacionada a la Subestación puede ser utilizada mediante el HMI (Interface Hombre-Máquina) local de la estación, el cual es usado, también, para operaciones locales. En condiciones normales, todas las Subestaciones deben estar operando automáticamente y de forma remota, desde el Centro de Control.

3. ESTRUCTURA BÁSICA DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

La estructura básica de un SAS está compuesta de, por lo menos, tres niveles jerárquicos claramente definidos, Figura 2-2:

- ? El Nivel de Estación realiza el control de la Subestación por medio de PC's. En este nivel se encuentran instalados los equipos necesarios para la comunicación con centros de control remoto y monitoreo. Estas instalaciones están albergadas en ambientes confortables de oficina, dentro de una sala de control, en la misma Subestación.
- ? El Nivel de Bahía comprende los dispositivos de control, medición y protección (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) que se instalan dentro de una edificación que los protege de la lluvia, el viento, etc. Esta edificación está construida muy cerca de los equipos de patio. Desde este nivel, también, es posible controlar toda la Subestación.
- ? El Nivel de Proceso que comprende todos los equipos de interfase con el patio de maniobras (transformadores, seccionadores, disyuntores, bahías, líneas, barras) y sus conexiones, entre ellos, o con el Nivel de Bahía. Están instalados a la intemperie y realizan los trabajos más delicados dentro de un SAS al trabajar directamente con equipos de potencia.

Existen otros tipos de estructuras en las que se añaden niveles inferiores o superiores a los nombrados anteriormente. Por ejemplo, existe una estructura (tendencia americana) que añade al Nivel de Proceso (Nivel 0) los Dispositivos Electrónicos Inteligentes y todos los equipos de patio ó los equipos de potencia, los cuales representan el activo más importante y costoso de una Subestación.

Además este modelo de estructura incluye a los Centros de Control remoto y Sistemas de Monitoreo como el nivel jerárquico más alto (Nivel 3). El Nivel de Estación se convierte en Nivel 2 y, finalmente, el Nivel de Bahía constituye el Nivel 1. Entre todos estos niveles existen capas o sub-niveles que incluyen las conexiones entre los distintos niveles.

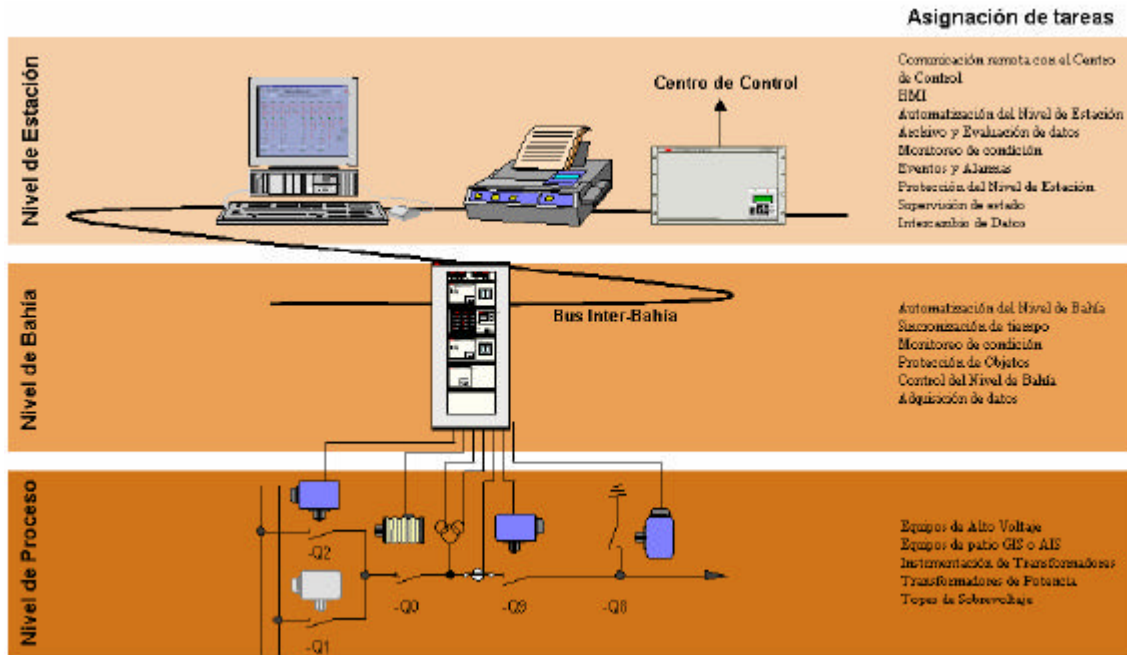


Figura 2-2. Estructura general de un SAS

3.1. Nivel de Estación

El Nivel de Estación está compuesto por un HMI (Interface Hombre-Máquina), ó central de operaciones de la Subestación, que se encuentra localizado normalmente en un cuarto de control, el cual debe tener las protecciones necesarias para evitar interferencias electromagnéticas que ocurren al estar cerca del patio de maniobras. Además todo el hardware, como, monitores e impresoras se concentran en este nivel. Este tipo de equipos necesitan de un sistema de aire acondicionado de precisión y un sistema de energía auxiliar UPS.

El resto de los equipos de la Subestación trabajan con 110 o 220 V DC, suministrados por la batería de la estación, y se encuentran conectados directamente en el patio de maniobras.

Las interfaces de comunicación con centros remotos para el control, monitoreo o mantenimiento de la red se encuentran usualmente localizadas en este nivel. Los equipos del Nivel de Estación se los separa en dos cuartos:

- ? El **cuarto de operación**, que provee a los operadores de condiciones confortables de trabajo y de protección contra el ruido, está equipado con un HMI que está compuesto de monitores, teclados, mouse, impresoras y, en algunos casos, un panel de control. Figura 2-3.
- ? El **cuarto de equipos de comunicaciones** alberga a las computadoras, impresoras de backups y equipos de comunicación.



Figura 2- 3. Lugar de trabajo del operador

Debido a la miniaturización de la electrónica, la PC que alberga el HMI puede también manejar parte del software operacional y el de comunicaciones, por esta razón, a menudo esta PC se la coloca en el cuarto de operación.

En las Subestaciones pequeñas y medianas todos estos equipos, incluidos los de comunicación, se encuentran en un mismo cuarto, e inclusive, en un mismo escritorio.

3.1.1. Interface Hombre-Máquina (HMI)

El HMI sirve para operar y supervisar la Subestación. En los SAS modernos, el HMI abarca uno o varios operadores. Cada operador tiene uno, dos o tres monitores, un teclado y un mouse. En algunos casos el operador también posee teclados funcionales, pero esto se está cambiando por la combinación del mouse con botones activos mostrados en el monitor. Los teclados funcionales normalmente se los utiliza en ambientes hostiles, cerca de los equipos de patio (alta humedad y partículas de polvo), donde también son comunes las pantallas de toque (touch screens). Las impresoras de reportes complementan el trabajo.

Con el aumento en la capacidad de memoria de los discos duros y la implementación de nuevas formas de archivar documentos históricos (CD's, discos, etc), la utilización de las impresoras está decreciendo.

3.1.2. Control Local y Automatización del Nivel de Estación

Dependiendo del tamaño, la complejidad y la confiabilidad requerida, las funciones automáticas del Nivel de Estación pueden residir en un IED (Dispositivo Electrónico Inteligente) separado de Nivel de Estación con la misma confiabilidad que con los IED's del Nivel de Bahía. Estas funciones, además, pueden ser implementadas en la computadora del HMI de la estación o en otra computadora de propósito general en el Nivel de Estación.

Si todas las funciones necesarias pueden ser concentradas en una computadora de propósito general, los lugares de trabajo adicionales se convertirán en terminales asociadas a la computadora central. La computadora central de la estación permite el acceso al proceso y guía a las funciones automáticas.

3.1.3. Bases de Datos y Archivos de la Subestación

La gran capacidad de almacenamiento disponible en el Nivel de Estación, por medio de discos duros y CD's, permite situar todos los datos de las funciones de

almacenamiento en este nivel. Así también, todos los datos de ingeniería, configuración del sistema y mantenimiento son almacenados en el Nivel de Estación. Existen nuevas tecnologías como la de Bases de Datos orientadas a objetos, OPC (OLE para control de procesos) para el acceso a datos del proceso, así como el mejoramiento en el desempeño de las computadoras que mejorarán los actuales procedimientos, resultando en un concepto de almacenamiento de datos orientado a objetos.

3.1.4. Acceso a los datos de proceso

Todas las funciones del Nivel de Estación necesitan tener acceso a los datos de proceso. Esto debe ser permitido por las funciones de comunicación, dependiendo de la clase de datos a ser accedados, así como, del protocolo de comunicación a ser utilizado. En los sistemas SCADA se utiliza una base central de datos de proceso que posee enlaces de comunicación WAN relativamente lentos. Su estado es actualizado regularmente desde el proceso por medio del sistema de comunicación, y la información relacionada del proceso es utilizada por todas las funciones del Nivel de Estación.

Los sistemas de control industrial con LAN's de alta velocidad se basan en Bases de Datos de procesos distribuidos que se localizan en los controladores del Nivel de Bahía y se ingresa a ellos desde las funciones del Nivel de Estación por medio de la LAN. Los últimos desarrollos en los Softwares armonizan los avances de la estandarización y los Interfaces de Aplicación de Programación (API) con los datos de proceso.

La OSF (Fundación de Sistemas Abiertos) ha instituido una industria para interfaces estándares de acceso al proceso: OPC/DA (OLE para Control de Procesos/Acceso de Datos). Esto cubre los detalles del acceso de datos y puede ofrecer acceso a los datos de proceso basado en comunicación por medio de llamadas de procedimiento remotas. El acceso OPC a datos históricos ofrece el mismo servicio para determinados tipos de datos archivados.

3.1.5. Sincronización de tiempo

A. Tiempo Local

Muchas funciones necesitan datos con estampado de tiempo, por lo que la sincronización de tiempo es una función de soporte muy importante del sistema. Se pueden aplicar varios métodos para la distribución y sincronización del tiempo, entre los que se pueden distinguir dos métodos generales:

Sincronización de tiempo por medio de pulsos de sincronización separados:

Este método necesita de un cable o fibra óptica adicional para la distribución del pulso de sincronización que se realiza una vez por segundo o una vez por minuto en todos los IED's involucrados.

Sincronización de tiempo por medio de buses de comunicación: Un reloj maestro localizado en cada bus de comunicación mantiene el tiempo correcto. Los relojes de todos los IED's conectados se sincronizan con este reloj maestro. Esto se lo puede realizar por medio de telegramas de tiempo Broadcasting desde el reloj maestro o por medio de relojes esclavos que regularmente están solicitando el tiempo correcto. Figura 2-4.

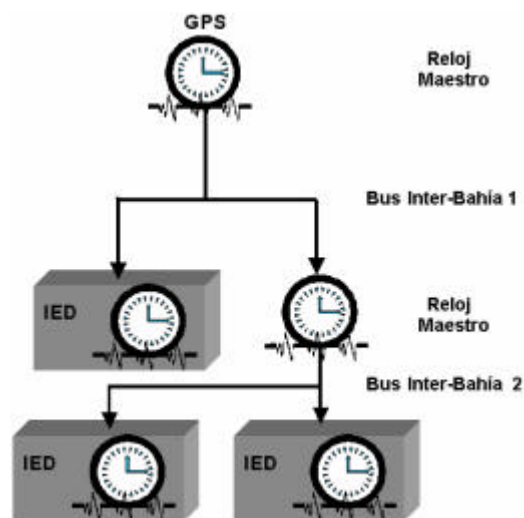


Figura 2-4. Sincronización de tiempo por medio del bus interno

B. Tiempo Global

Si es necesaria la sincronización de tiempo entre varias Subestaciones, entonces se debe utilizar un reloj maestro común. Este puede estar ubicado en el Centro de Control para sincronizar todos los SAS o RTU's conectados. El método más utilizado actualmente es el de usar un reloj maestro vía radio, que puede ser el del sistema satelital GPS o el de radio DCF77. Los receptores de tiempo, en las Subestaciones, normalmente estarán situados en el Nivel de Estación.

3.1.6. Monitoreo y Control Remoto

A. Gateway de comunicación

El Gateway de comunicación se encarga de dar el acceso y control de datos desde el Centro de Control. Necesita de una conexión física con el sistema de comunicaciones utilizado por el Centro de Control, y, de un traductor de protocolos, el cual interpreta los mensajes de acuerdo al protocolo del Centro de Control y los traduce en acciones para el SAS.

El traductor de protocolos también puede ser un dispositivo dedicado que está conectado al sistema de comunicación de la estación, o puede ser una función de software que esté integrada en alguna computadora del Nivel de Estación. En cualquiera de los casos anteriores, el Gateway está localizado en el Nivel de Estación, posiblemente en un cuarto de equipos de comunicación junto a equipos de comunicación relacionados de tele-protección, tele-alarmas y tele-monitoreo.

B. Funciones de control remoto

Una función de control remoto es utilizada para operar la red eléctrica. El tiempo de respuesta para este tipo de funciones puede estar dentro del orden de los segundos. Desde que el ancho de banda para conexiones remotas (WAN) y las perturbaciones en la comunicación representaron un problema, se generaron protocolos de comunicación dedicados al control, lo cuales se optimizaron para la

detección de errores y una eficiente codificación, además contienen un procedimiento de “Selección antes de Operación” para la seguridad en comandos críticos. Este procedimiento de dos pasos junto a la alta redundancia permitían al operador revisar que la selección de un interruptor sea la correcta antes de que se inicialice cualquier comando, y, aseguraba que los comandos sean transmitidos de una manera segura. Sin embargo, existía una desventaja. La carencia de estándares internacionales hacían que cada firma de sistemas de control de redes o de RTU's utilicen un protocolo propietario.

Las nuevas tecnologías de comunicación junto a los medios de grandes anchos de banda y alta calidad (fibra óptica), virtualmente evitan las perturbaciones y en el futuro permitirán el uso de otros protocolos, los cuales se derivan de tecnologías estándares. Como un paso intermedio, el estándar IEC 60870-5-101 fue mejorado para ser utilizado en redes WAN de alta velocidad (IEC 60870-5-104).

C. Funciones de monitoreo

Las funciones de monitoreo ofrecen un vistazo de la condición actual de los equipos de la Subestación, de los equipos del sistema de control y de todos los eventos y perturbaciones que puedan ocurrir en la Subestación. Naturalmente las condiciones de proceso son tomadas por las funciones de control.

Las funciones de monitoreo usualmente se las utiliza para monitorear las condiciones o para el análisis posterior a cualquier falla. Esto significa que el tiempo de transmisión remota de datos no es crítico y que puede estar dentro del orden de los minutos. Si el costo y el ancho de banda representan un problema, se puede optar por un sistema de comunicaciones dial-up para transmitir los datos de monitoreo. Esta es la razón por la que existen enlaces de comunicación dedicados para el monitoreo y se separa este sistema de comunicación de los demás sistemas. Los protocolos utilizados para este propósito se derivan de protocolos comerciales disponibles en las capas Física y de Enlace y se complementan con protocolos propietarios para las capas superiores. La

aplicación de tecnologías modernas de comunicación conducirán a una fusión entre los protocolos para el control y el monitoreo, como se lo ha logrado en el estándar IEC 61850.

3.1.7. Intercambio de datos entre los niveles de Estación y Bahía

Las funciones del Nivel de Estación cuentan con la posibilidad de intercambiar datos con las funciones del Nivel de Bahía, enviando comandos, parámetros de configuración y datos, recuperando datos del estado de proceso, fallas locales y perturbaciones. Dependiendo del fabricante, se han utilizado protocolos basados en maestro/esclavo o multi-punto. Los protocolos basados en Maestro/esclavo conducían a estructuras tipo estrella con un maestro central, mientras que los protocolos basados en multi-punto permitían la distribución de funciones entre los dispositivos del Nivel de Bahía y la distribución de las funciones del Nivel de Estación a diferentes dispositivos. El estándar IEC 61850 resume estas prácticas y permite una nueva flexibilidad para los usuarios del sistema de control.

3.2. Nivel de Bahía

Las instalaciones del Nivel de Bahía se encuentran situadas cerca al patio de maniobras.

En el caso de equipos de patio de alto voltaje se debe distinguir las Subestaciones aisladas con aire (AIS) y las aisladas con gas (GIS). En una GIS, las instalaciones del Nivel de Bahía normalmente se albergan en un edificio para protegerse de la lluvia, de las variaciones de temperatura, del viento y del polvo. Los cubículos de control y protección de una GIS se localizan en el edificio junto a los equipos de patio para evitarse el extenso cableado. En el caso de una AIS, estos equipos deben estar instalados en una edificación especialmente construida cerca de la bahía. A pesar del hecho que los enlaces de comunicación serial sean utilizados entre los lugares de trabajo del operador del Nivel de Estación y estas edificaciones, todavía existe una gran cantidad de cables entre estos dos lugares. Figura 2-5.



Figura 2- 5. Cubículos de protección y control de Bahía en un edificio de control

3.2.1. Control del Nivel de Bahía

La función de control del Nivel de Bahía permite operar la bahía localmente. Todas las mediciones, alarmas e información de estado relevante relacionadas con la bahía se muestran en un panel de control, y, los comandos de control pueden ser inicializados por medio de este, que está localizado en el mismo cubículo. Este HMI puede ser integrado a la Unidad de Control de Bahía (BCU) como un monitor touch-screen o un monitor con botones funcionales.



Figura 2- 6. Unidad Controladora de Bahía (S/E Pomasqui, Santa Rosa 230 kV)

3.2.2. Protección del Nivel de Bahía

Los dispositivos de protección usualmente se localizan en el Nivel de Bahía, y como los equipos clásicos, líneas, transformadores y generadores están conectados a las bahías, entonces estos dispositivos deben ser aislados de la barra por medio de un interruptor de escape.

Los relés de protección basados en microprocesadores digitales pueden también ser colocados en los cubículos de las bahías. Normalmente el estado de los relés y algunas alarmas importantes se muestran por medio de LED's.

Los relés numéricos de protección a menudo poseen un HMI basado en LCD el cual permite revisar los últimos eventos realizados y los parámetros de protección activados. En algunas ocasiones esto se realiza mediante una computadora adicional laptop conectada, empleando un software de parametrización especial.



Figura 2- 7. IED de protección (Subestación Pomasqui)

3.2.3. Monitoreo del Nivel de Bahía

La información de estado y las alarmas necesarias para la operación y mantenimiento se muestran en la bahía. Existen funciones de monitoreo adicionales que están localizadas en los cubículos del Nivel de Bahía pero que no se dedican a la evaluación de este nivel sino en el Nivel de Estación o niveles superiores.

Para obtener un desempeño y un análisis de fallas más eficientes, es posible instalar en el Nivel de Bahía grabadores de perturbaciones y eventos con una resolución alta que permanecerán recogiendo datos de diferentes bahías.

3.2.4. Interface Hombre-Máquina en el Nivel de Bahía

El HMI del Nivel de Bahía permite el control local de la bahía y ejecuta todas las acciones de control, lo cual es esencial para aislar la bahía del resto de la Subestación, lo que permite realizar labores de mantenimiento en el equipo primario. Los indicadores de alarma muestran las causas de las fallas y el estado de los equipos de protección y control. Adicionalmente se muestran las posiciones actuales de los interruptores y las medidas relacionadas con la bahía. El panel de control puede estar formado por un panel LCD integrado el dispositivo de control (Figura 2-8) o puede ser un conjunto de LED's en el caso de los dispositivos de protección.

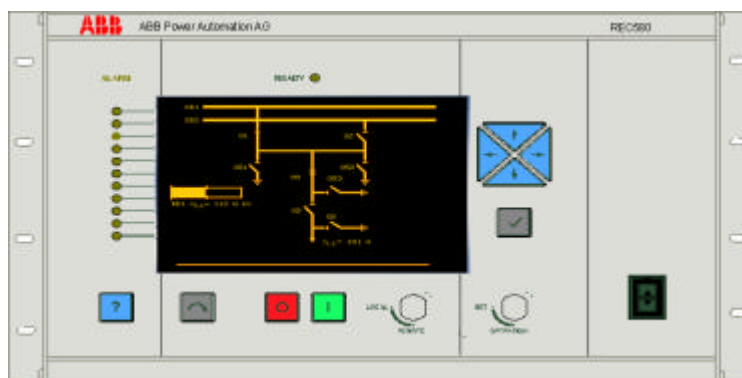


Figura 2- 8. Control del Nivel de Bahía por medio de un LCD

Para Subestaciones de Transmisión de alto y extra-alto voltaje el HMI puede estar situado en un panel de control completamente separado que permita la operación de interbloqueo sobre los interruptores y botones, complementado con LED's de alarma, instrumentos de medición analógica, o LED's digitales para mostrar los valores de voltaje, corriente, frecuencia y potencia activa y reactiva. Figura 2-9.

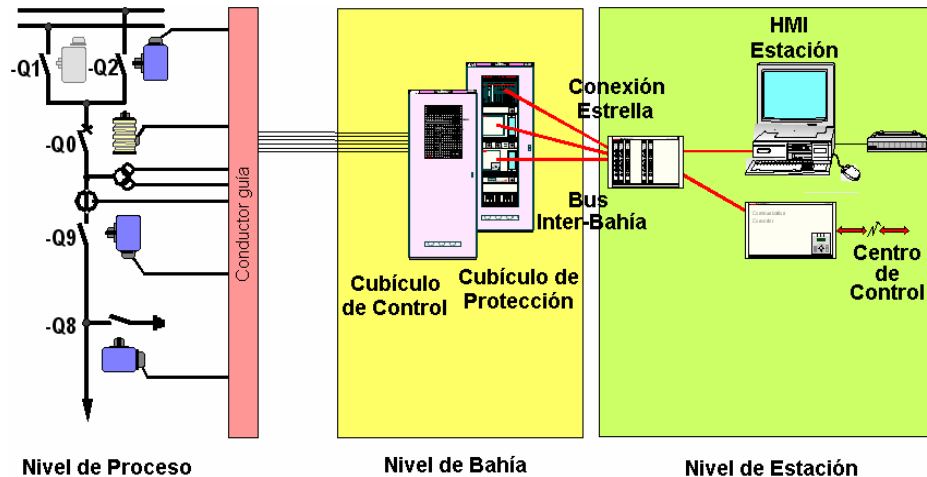


Figura 2-9. Control Independiente del Nivel de Bahía

Un panel de control separado tiene la ventaja de que los equipos de patio pueden seguir operando aún si el IED de control esté fuera de operación.

3.3. Nivel de Proceso

El Nivel de Proceso comprende:

- ? El cableado desde el equipo primario.
- ? Interruptores auxiliares de indicación de las posiciones de los equipos de patio.
- ? Las conexiones de CT's y VT's para las mediciones de voltaje y corriente.
- ? Relés de control electromecánicos con selenoides asociadas para transferir los comandos de interrupción hacia las operaciones de interrupción mecánicas o hacia los IED's.
- ? Los sensores para mediciones no-eléctricas como densidad del gas, presión de aceite y gas, temperaturas, vibraciones, etc., entregando señales eléctricas o telegramas seriales.
- ? Enlaces de comunicación serial si son aplicables.

Las operaciones en este nivel significan manipular directamente los equipos de patio. Con la llegada de nueva tecnología de sensores no-convencionales para mediciones de voltaje y corriente, es posible conectar sensores eléctricos

directamente a los equipos de patio, por lo que la gran cantidad de cableado eléctrico se simplifica en buses seriales (Figura 2-10).

Un prerequisite que se debe cumplir para llevar a cabo la implementación de esta tecnología es la disponibilidad de un estándar internacional para los buses de proceso en la comunicación. Esto es lo que ofrece el estándar IEC 61850.

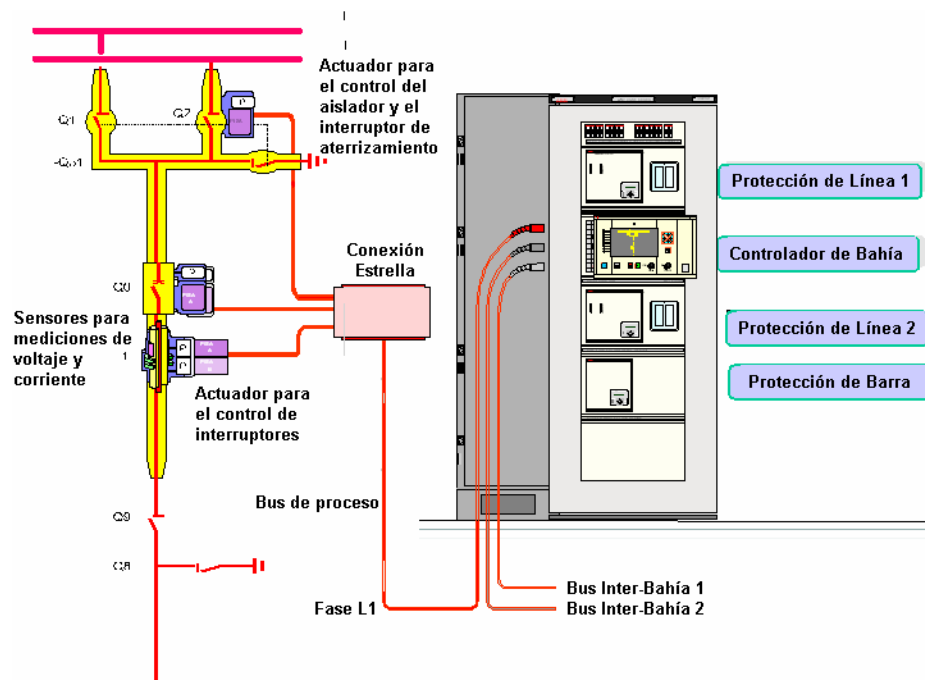


Figura 2- 10. Control y Protección de Bahía por medio de equipos primarios inteligentes

Si esta clase de tecnología es aceptada, entonces, aparte de los sensores no-convencionales, otro tipo de cambios en las arquitecturas serán posibles, desde simples entradas y salidas remotas para reducir el cableado, hasta funciones adicionales incorporadas en los sensores eléctricos, llegando a tener actuadores y sensores inteligentes. A este concepto global se lo conoce como equipos de patio inteligentes.

3.3.1. Terminales Cableadas

La manera convencional de intercambiar datos desde y hacia los equipos de patio es usando conexiones cableadas con los terminales y kioscos terminales, de esta

manera se permite distribuir la información de estado y las posiciones de los equipos de patio hacia diferentes locaciones de control.

Los equipos del Nivel de Bahía se conectan a los kioscos terminales por medio de cables bajo tierra.

A. Indicadores binarios de posición de equipos de patio

La manera más común es cablear los contactos libres hacia los terminales de los cubículos de control o protección. El SAS utiliza entonces la energía auxiliar de la batería de la estación para convertir la posición del contacto en una señal eléctrica como una entrada binaria del Nivel de Bahía.

B. Indicadores analógicos de estado de proceso

Las salidas de los VT's (100 o 200 V) y los CT's (1 o 5 A) son cableadas a los terminales. Se debe tener precaución de no sobrecargar estas conexiones para evitar que la instrumentación de los transformadores sufra daños.

C. Comandos

Las terminales son cableadas hacia las bobinas de apertura y cierre de los equipos primarios. La energía necesaria para la operación es proporcionada por medio del cable que va hacia el Nivel de Bahía desde la batería auxiliar de la estación.

3.3.2. Unidades remotas de entradas y salidas

Una manera de disminuir el cableado y de aumentar el número de entradas y salidas de los equipos electrónicos es utilizar unidades remotas de entradas y salidas (RIO). Estas pueden estar localizadas cerca de las terminales del proceso y son conectadas a los equipos del Nivel de Bahía por medio de buses de proceso seriales. Debido a las severas interferencias electromagnéticas que

ocurren cerca de los equipos de patio, el bus de proceso debe consistir únicamente de fibra óptica.

Tecnologías de sensores modernas, en especial para transformadores de voltaje y corriente, necesitan de la electrónica para la evaluación de información de los sensores. Esto significa que los equipos electrónicos de los sensores y actuadores se mezclan con los equipos de patio de alto voltaje y que únicamente el bus óptico de proceso se mantiene como conexión del proceso.

4. FUNCIONES DE UN SAS

4.1. Funciones de monitoreo y supervisión

Los propósitos principales de las funciones de monitoreo y supervisión son:

- ? Mostrar el estado del proceso
- ? Informar acerca del desarrollo de posibles situaciones peligrosas, y,
- ? Archivar datos para una evaluación posterior y del desempeño del proceso, o, para posteriores análisis en caso de que ocurran algunas fallas o incidentes graves.

Todas estas son funciones estándar SCADA, las cuales, no son específicas para el control de Subestaciones, aunque algunas de sus propiedades, como la de estampado de tiempo con exactitud de 1 ms, son específicas para aplicaciones de sistemas de potencia. Las funciones de monitoreo típicas son:

- ? Manejo de eventos
- ? Manejo de alarmas
- ? Almacenamiento de datos
- ? Grabar perturbaciones / recuperar datos por defecto
- ? Diario de manejo

4.2. Funciones de control

Las funciones de control son usadas normalmente en la operación del día a día en una Subestación. Son ejecutadas por medio de un HMI, que puede estar localizado, localmente, en la Subestación o en la Bahía, o remotamente, por medio de una red con el Centro de Control. El HMI presenta al operador el estado del proceso y le habilita el control del proceso. El tiempo de respuesta de las funciones operacionales y la comunicación correlacionada, normalmente es de 1 segundo (escala de tiempo de reacción humana). Esto a menudo se distingue entre las funciones de monitoreo y supervisión, que recuperan datos desde el proceso para el análisis de desempeño, y las funciones de control que inician acciones en el proceso. Sin embargo, la señalización de monitoreo y estado del proceso, es el prerrequisito para dirigir el control de la Subestación.

Los comandos que directamente controlan el proceso pueden provocar severos daños si son utilizados incorrectamente. Es por ello que las funciones de control deben ser protegidas de accesos no autorizados. Las siguientes son ejemplos de algunas funciones de control de seguridad relacionadas:

- ? Control de acceso e identificación del operador
- ? Modo de control operativo
- ? Control de Seccionadores (comandos e indicaciones respaldo)
- ? Control de transformadores (subir/bajar)
- ? Gestión de cambios de posición espontáneos
- ? Establecimiento de parámetros

4.3. Funciones de protección y seguridad

Las funciones de protección y seguridad necesitan ser rápidas y autónomas, actúan directamente con el proceso y los datos del proceso sin la necesidad de un operador. Esto significa que deben ser confiables y trabajar con seguridad. Existe una HMI proporcionada para parametrización, o para la habilitación o

deshabilitación de la función. En principio, se pueden distinguir tres clases de estas funciones:

- ? Protección: Este es el nivel activo de seguridad, el cual supervisa el proceso, por posibles situaciones peligrosas y evita estos problemas disparando los circuitos asociados de disyuntores.
- ? Interbloqueo: Es un nivel de seguridad pasivo para todo tipo de comandos. Identifica operaciones peligrosas y bloquea comandos que podrían ser peligrosos.
- ? Automáticas: Son secuencias de acciones ejecutadas automáticamente, después de que un impulso las dispare. También pueden ser disparadas por un operador, o por otra función automática (de protección), o por medio de una condición de supervisión del proceso. En este último caso, normalmente, la condición de supervisión es una parte integral de la función automática. Cada función automática debe tener su propio chequeo de seguridad, y debe alojarse sobre las funciones de interbloqueo y protección.

4.4. Funciones de apoyo automáticas

Operan directamente con los datos del proceso y proporcionan los datos necesarios para las decisiones a otras funciones, las cuales actúan directamente en el proceso sin la acción de un operador. En contraste, las funciones de automatización del proceso local utilizan los datos de entrada de todo el patio de maniobras. La funcionalidad del núcleo (sin adquisición de datos o HMI) utiliza datos de diferentes bahías. Aquí existe una HMI para parametrización, o para habilitar o deshabilitar la función.

4.5. Funciones de configuración y mantenimiento del sistema

Un Sistema de Automatización de Subestaciones consta, normalmente, de un conjunto de paquetes de software estándar funcionando en un sistema distribuido, un conjunto de datos específicos de configuración de la Subestación, parámetros de las funciones y un software específicamente desarrollado.

En un caso ideal, cualquier software es estable, y cualquier adaptación, durante la operación, o modificaciones y extensiones eventuales del sistema, pueden ser realizadas por configuración y parametrización; esto es, por medio de la adaptación de los datos apropiados, los cuales describen el patio de maniobras, el sistema de control, sus funciones y sus conexiones a este ambiente.

Las funciones de configuración y mantenimiento del sistema son un subconjunto de la función de ingeniería, la cual es necesaria durante la delegación, la operación y mantenimiento del sistema.

Normalmente, no solo se provee de información como historiales y cambios, además, el rastreo y eliminación de errores, y, la adaptación y mejoramiento del sistema son un trabajo continuo.

4.5.1 Adaptación y configuración del sistema

La configuración del sistema consta de todos los datos que describen la configuración individual del sistema, excluyendo los datos que normalmente son cambiados o adaptados durante la operación. En algunos casos (por ejemplo, para los límites de medidas exactas) esto dependerá de la filosofía de operación del usuario, si estos son parámetros operacionales o parámetros de configuración.

Los parámetros de configuración tienen que ser restaurados durante el reemplazo del hardware, y son cambiados únicamente si el sistema es modificado o si contiene errores. Por lo tanto, la estructuración de los parámetros de configuración, así como sus almacenamientos físicos, a menudo, encajan en la estructura física (basada en IED's) del sistema de automatización, y sólo dentro de esta estructura habría funciones relacionadas con subestructuras. Adicionalmente, a esta estructura basada en IED's, existe una descripción de un sistema de configuración, el cual contiene los datos relacionados con la configuración del sistema, manteniendo juntos en el sistema a los IED's. Un ejemplo típico podría ser un esquema de conexión de comunicaciones con la

información de conexión. Las funciones de configuración del sistema permiten almacenar, cargar y modificar los datos de configuración de una forma sistemática y mantener guardada la versión o el historial de revisión.

4.5.2 Aplicaciones de software de mantenimiento y mejora

Podría suceder que los errores encontrados en un procesador de base de datos ocasionen el reemplazo del mismo por una nueva versión, o que un nuevo hardware, que reemplace a otro defectuoso, no sea 100% compatible, lo que provocaría que deba ser instalado un nuevo sistema operativo o nuevos drivers.

A menudo estas modificaciones pueden ser realizadas esforzando al sistema existente, pero, la mayoría de reemplazos de procesadores de bases de datos requiere de la reinstalación de todos los paquetes correlacionados y especialmente de los datos específicos del sistema.

A veces, algunos datos específicos del sistema tienen que ser convertidos a un nuevo formato físico, o también, algunos nuevos parámetros de configuración tienen que ser instalados, antes de que el nuevo paquete pueda ejecutar completamente su labor. Esto es importante:

- ? Que las nuevas versiones de un paquete funcional sean compatibles con el resto del software y los datos del sistema.
- ? Que un backup del proceso (sistemático) y el procedimiento de instalación permitan reinstalar posteriormente, en su totalidad, el software y los datos de configuración del sistema.

Para funciones relacionadas con la aplicación, la estandarización de los formatos de los parámetros y del almacenamiento, en una forma de implementación independiente, puede, además, conducir a mejorar la compatibilidad de los desarrollos, en caso de que una nueva versión de software de la aplicación sea instalada.

4.6. Funciones de comunicación

Las funciones de comunicación sirven de apoyo y son necesarias porque:

- ? Tanto el sistema de comunicación como su capacidad no son suficientes cuando todas las funciones desean ingresar, individual y directamente, a la misma fuente de datos.
- ? Dispositivos de diferentes fabricantes o generación de implementación han sido conectados con diferentes protocolos.

4.6.1 Intercambio de datos dentro de la Subestación

El intercambio de datos dentro de una Subestación es necesario tanto para sistemas distribuidos, como en la coordinación de objetivos dentro de sistemas redundantes. Una función de comunicación dentro de una Subestación permite el intercambio de los datos entre los dispositivos de control, o los dispositivos del Nivel de Estación, por un lado, y los dispositivos de protección por el otro lado. Esta tarea ha llegado a ser mucho más simple desde la existencia del estándar IEC 60870-5-103 para las conexiones seriales de los dispositivos de protección en un Sistema de Automatización de Subestaciones. Otro uso de las funciones de comunicación es el de integrar dispositivos con protocolos específicos como el DNP3, Modbus, etc.

4.6.2 Intercambio de datos con sistemas externos

El intercambio de datos con sistemas externos es la clásica tarea de las Unidades Terminales Remotas (RTUs), y, el Centro de Control (típico sistema externo). Esta función de intercambio de datos ha sido asignada a la función Gateway de los Sistemas modernos de Automatización de Subestaciones. Esta función provee de datos binarios y analógicos relacionados con el proceso, así como el estampado de tiempo de los eventos al Centro de Control. Para esta función, el protocolo estándar es el IEC 60870-5-101, el cual es especializado para

velocidades bajas, módems no-confiables o conexiones de PLC (Power Line Carrier Onda Portadora en Líneas de Potencia).

Con el desarrollo de las altas velocidades en las redes (fibra óptica) existe un recurso para el protocolo IEC 60870-5-104, el cual es una variación del TCP/IP. En el futuro, las nuevas capacidades de ancho de banda de comunicación, en conjunto con el protocolo IEC 60870, podrían crear una función de Gateway superflua. Un simple dispositivo de puente, router o firewall (por seguridad) podría ser entonces suficiente. Podría ser tomado en cuenta que, por lo menos, para el control, no todo lo que está dentro del nivel más bajo puede ser accesible para todos los niveles más altos.

Este tipo de funciones de comunicación son, en estos días, basadas, en su mayoría, en conexiones TCP/IP, debido a que las funciones de mantenimiento no son críticas en el tiempo. Por lo tanto, en este caso, la velocidad baja de las conexiones de módems es aceptable.

El estándar IEC 61850, por medio de la estandarización del nivel de aplicación, ayudará con nuevos recursos de manejo y funciones de calidad de energía.

4.7. Funciones relacionadas con la operación de redes

4.7.1 Control, Supervisión y Adquisición de Datos (SCADA)

El término SCADA es utilizado para la adquisición de datos básicos, para el control y supervisión de funcionalidades de cualquier sistema de control, y además, es la funcionalidad básica de un Sistema de Automatización de Subestaciones.

En algunos casos el Centro de Control puede contraerse en un subconjunto de terminales remotas en el mismo Sistema de Automatización de Subestaciones. En estos días lo normal es que el SAS sea quien adquiera los datos para el Centro de Control.

4.7.2 Software de Aplicación de Energía (PAS)

El término “Software de Aplicación de Energía” es utilizado para todas las aplicaciones que sirven de apoyo para la operación de la red de un sistema de energía, bajo condiciones normales de trabajo, y estas aplicaciones funcionan normalmente en el Centro de Control. El SAS escoge los datos necesarios para las funciones de manejo de energía, como los sistemas de los RTU’s al Centro de Control para manejo de energía (EMS), control de generación automática (AGC), programación de energía, etc. El AGC, por ejemplo, requiere de unas pocas, pero importantes medidas tomadas en un tiempo de 4 a 10 segundos. Si el ciclo de tiempo de comunicación del Centro de Control está en el orden de los 3 segundos, entonces estos datos estarán disponibles para la función Gateway de Automatización en 1 segundo.

Por otro lado, cada función central puede ser distribuida a un nivel más bajo, si los dispositivos interconectados de este nivel tienen la suficiente capacidad de comunicación. Esta posibilidad debe ser revisada con mayor detenimiento, debido a la llegada de mayores anchos de banda en WAN.

CAPÍTULO III

ARQUITECTURAS DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Este capítulo habla sobre la tendencia americana y la europea en las arquitecturas de los SAS, sus principales componentes, las vías y maneras de comunicarse entre ellos y los criterios que deben tomarse en cuenta para escoger las distintas opciones en las arquitecturas.

1. EL IMPACTO DE LA TECNOLOGÍA COMPUTARIZADA

La llegada del microprocesador a las Subestaciones permite procesar los datos de forma digital. Por ello, los datos deben ser convertidos a señales digitales antes de que sean procesados.

Para todos los datos binarios (alarmas, posiciones de interruptores) esto no representa un gran problema debido a que están disponibles en los contactos de los relés. Para los datos analógicos, los conversores ADC son utilizados para transformar los valores medidos a muestras digitales.

Las ventajas de trabajar con datos digitales son:

- ? Estos datos no pueden ser alterados por envejecimiento del hardware. La obtención y el almacenaje de datos es mucho más precisa que antes. No se hacen necesarias las tareas de calibración y pruebas después de la puesta en servicio, pero se recomienda, por lo menos, la supervisión del ADC por protección.
- ? Los datos digitales pueden fácilmente ser intercambiados por comunicación serial. Esto reduce la formación de bultos de cables a un delgado bus serial, normalmente fibra óptica.
- ? Con el aumento en la capacidad de procesamiento y memoria de los microprocesadores, se hace posible la adición de funciones más inteligentes.
- ? Esta inteligencia permite un mayor grado de auto-supervisión de un IED, esto aumenta la seguridad y disponibilidad del sistema.
- ? El múltiple procesamiento de los mismos datos por diferentes funciones asegura las conexiones de datos.

De todas maneras, la digitalización de los datos analógicos conlleva otro tipo de problemas a ser manejados:

- ? La comunicación serial significa retrasos adicionales.

- ? En lugar de utilizar ingeniería de conexión basada en sistemas CAD para cableado y distribución, ahora se hace necesario el diseño de ingeniería de señales y sistemas de comunicación.
- ? El hardware de procesamiento de información debe permanecer en el ambiente hostil de la Subestación en medio de interferencias electromagnéticas.

2. CRITERIOS DE DISEÑO PARA LAS ARQUITECTURAS DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

Una arquitectura de un SAS, de preferencia, debe ser:

- ? Escalable: para ser implementada de acuerdo al tipo, tamaño y aplicación de la Subestación. La arquitectura de un SAS debería soportar aplicaciones para Subestaciones desde las más pequeñas y simples hasta las más grandes y complejas.
- ? Extensible: que pueda ser implementada en una escala menor, desde algunas Subestaciones aisladas, y, en sistemas amplios, sin ser necesario realizar cambios significantes en la arquitectura y en el hardware.
- ? Flexible: que permita cambios en su funcionalidad, sin la necesidad de realizar grandes cambios en la arquitectura, hardware y software.
- ? Migrable: que permita cambios en su tecnología, sin la necesidad de realizar reemplazos significativos de procesadores o cambios en la arquitectura.

Para asegurar un proceso de cambio uniforme para el SAS, la arquitectura debería basarse en:

- ? Estándares industriales: de la funcionalidad de un SAS se espera que pueda simplificar la interoperatividad con un protocolo común.
- ? Diseños de sistemas abiertos: IED's y SAS de diferentes proveedores pueden intercambiar y compartir recursos de información.
- ? Productos: Para asegurar un sistema continuamente adaptativo, modificable y expandible todo el tiempo.

2.1. Funciones de la comunicación

2.1.1. Máximo tiempo permitido

Es utilizado por la función de recepción de datos. Corresponde al tiempo de respuesta y puede ser considerado como el tiempo de respuesta tolerado en el peor de los casos.

Esto significa que el tiempo de respuesta debe ser garantizado en una operación normal y que debe ser detectado y manejado apropiadamente por la función de recepción.

2.1.2. Integridad de datos

Es el grado de seguridad de la comunicación en caso de perturbaciones. Existen tres niveles identificados:

- ? **Integridad Alta** es necesaria, si los datos influyen directamente en el proceso (un comando)
- ? **Integridad Media** es necesaria, si los datos influyen indirectamente (por medio de un operador) en el proceso (una alarma que obliga al operador a realizar una acción).
- ? **Integridad Baja** puede ser utilizada, si los datos no tienen ninguna influencia en el proceso, como en el monitoreo de datos que se utilizará únicamente en futuros análisis.

2.1.3. Método de Intercambio

Espontáneo significa que los datos se comunican tan pronto como un cambio suceda. *Petición* significa que los datos son transmitidos únicamente si alguna función o algún operador solicita dicha información.

La *Tabla 3-1* muestra esta clasificación con algunos ejemplos de intercambio de datos en un SAS.

Tipo de datos	Máximo tiempo permitido	Integridad de datos	Método de Intercambio	Observaciones
Alarma	1 s	Media	Espontáneo	Las alarmas son cambios de proceso urgentes que deben ser tomadas por el operador para realizar las acciones correctivas
Comandos	1 s	Alta	Espontáneo	Comandos actuados en el proceso
Datos de estado de proceso	2 s (binario), 5-10 s (med)	Media	Espontáneo	Entrega al operador una revisión del estado del proceso
Eventos con estampado de tiempo	10 s	Baja	Petición	Una secuencia de eventos de datos es utilizada en análisis futuros de un problema
Datos de interbloqueo	5 ms (bloqueo rápido)	Alta (influencia directa en el proceso vía comandos)	Espontáneo	Utilizado para prevenir de comandos peligrosos
Datos de interbloqueo (información de estado), otros Automáticos	100 ms	Alta (influencia directa en el proceso vía comandos)	Petición (según los comandos)	Utilizado para interbloqueo, para prevenir de comandos peligrosos o automáticos, como derramamientos de carga
Escape por protección	3 ms	Alta (influencia directa en el proceso por medio de escapes)	Espontáneo por fallas en el sistema de potencia o en los equipos de patio	Utilizado para solucionar situaciones peligrosas

Tabla 3-1. Clasificación de funciones de comunicación

El desafío de un SAS, que ejecuta funciones en tiempo real, es garantizar el Máximo tiempo permitido de los datos, identificar los datos fuera de tiempo y reaccionar de acuerdo a estas dificultades.

Por lo que la capacidad real del sistema de comunicación debe ser mayor que la necesaria para una operación normal (al menos 10% mayor) y lo suficientemente mayor para garantizar el máximo tiempo requerido en el peor de los escenarios a ser manejados.

2.2. Modos de Comunicación

Si todos los dispositivos se conectan entre sí por medio de un bus, el envío de mensajes totalmente libre desde cualquier dispositivo en cualquier instante conduce a colisiones de telegramas en el bus, y esto, a perturbaciones en la comunicación. Por lo tanto el envío de mensajes tiene que ser regulado por medio de mecanismos de acceso al medio de comunicación para restringir el acceso a la comunicación o para permitir el manejo de las colisiones.

Los modos comunes de comunicación, que se explican a continuación, deben ser utilizados en el Nivel de Enlace para el acceso al medio, así como en el Nivel de Aplicación para aplicaciones de comunicación.

2.2.1. Comunicación Maestro/Esclavo

Un Maestro puede acceder a muchos Esclavos. Los dispositivos esclavos responden únicamente cuando son solicitados, es decir que no están permitidos para transmitir información espontáneamente. Esto evita colisiones en los mensajes y el maestro puede determinar perfectamente la distribución del ancho de banda entre los esclavos, dependiendo de la clase de datos que manejen. De todas maneras, la comunicación indirecta entre esclavos es posible.

El modo Maestro/Esclavo es un mecanismo estándar utilizado para la comunicación entre las RTU's, en las Subestaciones, con el Centro de Control, el cual es el maestro. Sin embargo esto restringe la comunicación a un flujo de datos entre los niveles de Estación y Bahía (Nivel 2 y 3 respectivamente) únicamente. Esto significa que si el maestro falla, todo el sistema falla.

2.2.2. Transferencia periódica del estado del proceso

Los datos del estado del proceso son periódicamente enviados por medio de un bus de comunicación. Estos datos son marcados con la dirección de la fuente lo que facilita la distribución de datos en el bus a muchos posibles usuarios en forma

simultánea. Un administrador de bus controla el acceso de los IED's al bus. Esta es una generalización del modo de comunicación Maestro/Esclavo y todos los usuarios del bus pueden enterarse y utilizar todos los datos del proceso. Esto se aplica en algunos buses de proceso como MVB (IEC 61375) y WorldFIP. Las ventajas que se tiene es que no pueden ocurrir colisiones en los mensajes, por esto, todo el ancho de banda del bus puede ser utilizado, y que el Máximo tiempo permitido es determinístico y es determinado en la fase de ingeniería. A pesar de esto existen desventajas:

- ? algunas medidas adicionales son necesarias para eludir una simple falla
- ? la capacidad del bus es siempre utilizada al máximo

2.2.3. Comunicación Punto-a-Punto

Con este modo de comunicación es posible que dos dispositivos se comuniquen uno con el otro libremente en cualquier instante. Este modo es típico para un enlace de comunicación físico full duplex punto-a-punto. Un protocolo típico de nivel alto punto-a-punto es el TCP (Protocolo de Control de Transferencia) que es usado en comunicaciones internet.

2.2.4. Comunicación Multi-Punto

En este modo, cada dispositivo es un punto que puede comunicarse libremente con cualquier otro punto. Usando un mecanismo Multicast o Broadcast es posible enviar mensajes a varios puntos al mismo tiempo.

Se debe notar que los protocolos con envío periódico de información permiten la comunicación multi-punto que crea una libre colisión por definición.

2.2.5. Comunicación Cliente-Servidor

Este modo es una variación del modo Maestro/Esclavo y es aplicado en World Wide Web por el protocolo HTTP y para el acceso a bases de datos remotas. Un

servidor pone a disposición los datos y los clientes pueden consultar estos datos. Entre las diferencias de este modo con el modo Maestro/Esclavo están que no sólo un cliente (maestro) puede comunicarse con diferentes servidores, pero además, un servidor puede ser conectado simultáneamente con diferentes clientes; el servidor puede enviar datos espontáneamente al cliente tan pronto como este (el cliente) haya establecido la conexión.

2.3. Sincronización de tiempo

El estándar de resolución en el estampado de tiempo, dentro de una Subestación es de 1ms. Como un SAS es un sistema distribuido, entonces todos los cambios en los datos deben ser transmitidos a un dispositivo central de estampado de tiempo en menos de 1ms, o, los relojes de todos los dispositivos deben estar corriendo de forma sincronizada con una precisión de 1ms. Para este último concepto se utiliza una sincronización de tiempo separada en el bus, la cual envía un pulso de sincronización de tiempo desde un reloj central hacia todos los dispositivos que se acompañan del estampado de tiempo; o también, el reloj maestro central sincroniza los relojes individuales de todos los dispositivos conectados al bus de comunicación.

Si otro bus es conectado por medio de un gateway entonces se utiliza el reloj del gateway como reloj central. El método de sincronización de tiempo de un bus es específico para cada tipo de bus y protocolo. En el caso de un bus Maestro/Esclavo, la sincronización se trata del envío de telegramas de tiempo enviados desde el maestro hacia todos sus esclavos.

En el caso de un sistema de comunicación punto-a-punto basado en Ethernet como el IEC 61850, se proveen de servidores de tiempo especializados con el protocolo SNTP (Protocolo de Tiempo para Redes Simples, desde Internet). Cada esclavo solicita la hora correcta tantas veces como sean necesarias para asegurar la precisión de su propio reloj y existen mecanismos especiales que se instalan para compensar los retrasos en el tiempo.

2.4. Medio de comunicación

Aparte del estándar RS232C para conexiones seriales de modems, los buses de proceso en la industria utilizaban a menudo el estándar RS485 en un par trenzado. Más tarde el bus Ethernet utilizó el cable coaxial para incrementar la tasa de bits. Para conseguir una mayor protección para HF, mayor flexibilidad mecánica y múltiples conexiones en el cable, el Ethernet fue cambiado nuevamente al par trenzado. Por esto, los enlaces de comunicación Ethernet con una velocidad mayor a 100Mbit/s utilizan par trenzado o fibra óptica.

Dentro del ambiente de la Subestación los largos cables eléctricos son sensibles a altos voltajes y corrientes transitorias lo cual requiere no únicamente de una protección ante perturbaciones electromagnéticas, sino de un especial cuidado en el adecuado aterrizamiento de la protección del cable.

Para evitar problemas en el aterrizamiento y para mantener a salvo la tasa de bits de perturbaciones electromagnéticas se recomienda el uso de fibra óptica en el ambiente de los equipos de patio. Las fibras hechas de vidrio pueden cubrir una distancia mayor a los 2000m o más en casos especiales donde no exista pérdidas en la velocidad de transmisión; mientras que las fibras hechas de plástico pueden ser utilizadas para distancias más cortas de decenas de metros. Por el hecho de que las fibras hechas de plástico se deterioran rápidamente en comparación con el largo ciclo de vida de una Subestación, se recomienda utilizar fibras de vidrio para cubrir todas las distancias.

2.5. Redundancia

2.5.1. General

Todos los componentes de hardware y software de un SAS están diseñados y contruidos de tal forma que satisfagan todos los requerimientos del sistema. Esto proporciona una alta confiabilidad (larga vida útil MTTF) así como corto tiempo de no-operación (bajo MTTR) en caso de falla.

Si se desea una disponibilidad alta, entonces se deben utilizar los módulos o dispositivos de redundancia. Esto ocasiona que al aumentar el grado de redundancia se aumenta el tamaño del hardware (la posibilidad de fallas y las actividades de reparación se duplican).

La redundancia puede ser introducida:

- ? En el la sala de control de la Subestación por medio de servidores redundantes y dispositivos de HMI.
- ? En el Bus Inter-Bahía por medio de baterías adicionales y líneas duplicadas entre acoples estrella y los dispositivos de la sala de control de la Subestación.
- ? En la Bahía por medio de dispositivos redundantes de control y varios dispositivos de protección.
- ? En el bus de Proceso por medio de la labor en conjunto de PISA's y RIO's con dispositivos de protección duplicados. En este caso, cada sistema de protección necesita su propio bus de proceso físico.

Para poder decidir qué tipo de redundancia es la que se requiere, es necesario conocer los siguientes conceptos:

- ? **Cold standby:** existe un dispositivo de standby el cual es conectado físicamente y pre-configurado (puede ser utilizado para otra tarea). En caso de una falla, el software operacional es inicializado manualmente. El tiempo que se dispone para volver a arrancar el sistema va de los 5 a los 10 minutos, después de este tiempo los datos archivados en el equipo que presente la falla y que no hayan sido asegurados, se podrían perder.
- ? **Warm standby:** un dispositivo standby supervisa constantemente el componente activo, y en caso de falla, este tomará el control automáticamente. Existe un pequeño riesgo, ya que se pueden perder los datos de estampado de tiempo, pero todos los datos históricos se preservan y los comandos se podrán reactivar después de 10 a 30 segundos. Si al sistema que presente la falla se lo repara y se lo hace funcionar en modo

standby otra vez, todos los archivos y datos de configuración se actualizarán automáticamente.

- ? **Hot standby:** un dispositivo standby supervisa constantemente el componente activo, y en caso de falla, este tomará el control. Ningún evento con estampado de tiempo y ningún dato archivado se pierden y los comandos se los puede ejecutar después de 1 a 5 segundos. Si al sistema que falló se lo repara y se lo hace funcionar en modo standby, sus archivos y datos de configuración se actualizan automáticamente.

- ? **Componentes duplicados:** se refiere a dos dispositivos funcionando en paralelo (hot). Esto significa que los comandos siempre estarán disponibles para ser ejecutados desde alguno de los dos dispositivos. Pero los datos de configuración, listas de eventos y alarmas, y, datos archivados, en la mayoría de los casos son diferentes, por lo que se hace necesario un manejo especial de los recursos comunes. Los dos sistemas se supervisan mutuamente para enviarse información de alarmas si el otro sistema ha fallado.

Los sistemas warm y hot standby necesitan de una función de selección manual para ser capaces de ejecutar tareas de mantenimiento. Esto permite el encendido y apagado controlado del sistema hot y de la comunicación, lo que garantiza que no se perderán eventos en un sistema warm standby y que la integridad de datos en el sistema encendido y apagado está garantizada.

2.5.2. Redundancia Física

La redundancia física se refiere a duplicar el número de dispositivos físicos. Esto se lo puede realizar de distintas maneras dependiendo del nivel de disponibilidad requerido en la función o en el sistema.

Se debe tomar en cuenta de que la redundancia física de los equipos secundarios debe estar acompañada de la suma de una nueva unidad de energía auxiliar (una

batería auxiliar o un sistema UPS). Pero, a pesar de todo, no resulta ventajoso tener una excelente redundancia física, si el sistema de energía auxiliar fallara.

A. Conexión al Centro de Control: Dependiendo de las necesidades de distintos niveles de redundancia del Centro de Control, se puede implementar lo siguiente:

- ? **Doble conexión al Centro de Control con sus propios modems, pero una sola línea al servidor:** Dos modems en dos líneas de conexión son conectados desde el servidor del Centro de Control hacia una interface serial del SAS. Esta interface serial se dirige hacia ambos modems, su receptor es conectado a ellos por medio de un interruptor el cual es controlado por el servidor del Centro de Control utilizando la conexión RS232. El servidor dirige su receptor hacia el otro modem si no se recibe ninguna señal en un tiempo determinado. El servidor también dirige su receptor hacia el otro modem una vez al día por supervisión.
- ? **Dos líneas seriales en el servidor:** El Centro de Control siempre utiliza las dos líneas y selecciona un servidor. El servidor del Centro de Control atiende y responde en ambas líneas todas las peticiones recibidas, pero utiliza únicamente una línea para la activación de comandos.
- ? **Dos servidores del Centro de Control:** en este caso se utiliza una configuración hot-hot con supervisión, lo que evita problemas con los archivos y listas de eventos. El Centro de Control envía datos por las dos líneas y selecciona una para la recepción. Los dos servidores responden a las peticiones recibidas, pero sólo uno de ellos ejecuta los comandos recibidos. En caso de que un servidor no reciba mensajes en un largo período de tiempo, el otro asume la responsabilidad de los comandos. Para un mejor desempeño (si la conexión entre el servidor asignado para comandos con el Centro de Control se ha perdido, esto puede detectarse desde el Centro de Control), el Centro de Control tiene la posibilidad de determinar cuál de los dos servidores puede ejecutar los comandos.

B. Sala de Control de la Subestación: En este nivel se debe distinguir la redundancia del servidor SCS (Sistema de Control de la Subestación) y la redundancia del HMI (terminal).

- ? En caso de que una configuración y un archivo de datos compatibles sean importantes, se debe escoger una configuración warm standby. Si por causas desconocidas se pierden eventos sin estampado de tiempo, se hace necesario el sistema hot standby.
- ? Para el caso de los dispositivos del HMI (terminales e impresoras) siempre se ha escogido la duplicación de componentes. Si existe más de un dispositivo físico (PC), de preferencia, un terminal del HMI puede funcionar en cada uno de ellos (uno en el sistema hot y otro en el sistema warm standby). Las terminales adicionales pueden ser incorporadas como Terminales-X en el bus de estación. La supervisión del hardware del HMI como monitores, teclados y mouse se la debe realizar por medio del operador.

La *Figura 3-1* muestra una configuración estándar donde los servidores del Centro de Control y del Sistema de Control de la Subestación funcionan en el mismo servidor físico. La redundancia está configurada como un sistema hot standby. Además, cada servidor físico está conectado a una unidad de alarma, al reloj maestro, con un interruptor fall back, a la línea del Centro de Control y con comunicación serial a los dispositivos de Bahía mediante un protocolo maestro/esclavo.

Las impresoras y un tercer HMI se conectan a ambos servidores a través del bus de estación, esto significa que la función de impresión no es redundante, pero tiene una alta confiabilidad ya que no se utilizan interruptores (electromecánicos).

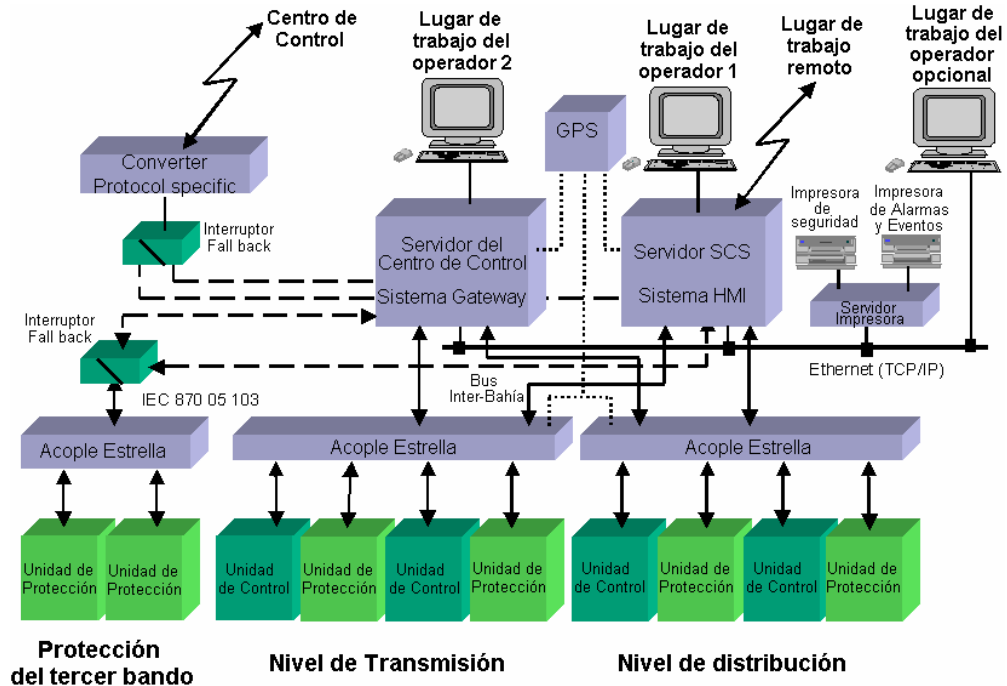


Figura 3-1. Configuración Hot Standby

La redundancia en la sincronización del tiempo está asegurada (excepto para el reloj de satélite o radio) gracias al servidor SCS que puede tomar la tarea de sincronización en caso de que el reloj maestro del bus Inter-Bahía falle (pero existiendo una menor precisión).

Si es necesaria una mayor precisión entonces se puede utilizar un segundo reloj maestro para el bus. Si aún se necesitará mayor precisión, se debería duplicar el reloj de satélite o radio.

C. Comunicación Inter-Bahía

El comportamiento de la comunicación Inter-Bahía depende en gran parte del tipo de bus que se utilice y de cómo este ha sido implementado.

El esquema de comunicación que se muestra en la Figura 3-4 consta de acoples estrella que interconectan los dispositivos de Bahía y de la sala de control de la Subestación por medio de enlaces ópticos. Para los acoples estrella, los buses

consisten en cables con una disponibilidad de casi el 100%, y para cada dispositivo existe un convertidor opto-eléctrico.

Las fibras ópticas de vidrio tienen una disponibilidad de prácticamente el 100%, a menos de que estén situadas en ambientes de construcción. En ese caso los enlaces con los dispositivos del Nivel de Estación y entre los acoples estrella deben ser duplicados y tratados en canales diferentes, y además, deben ser supervisados para detectar interrupciones.

D. Dispositivos de Bahía

Es posible la utilización de unidades de control, aunque en la mayoría de los casos no es necesaria. Una redundancia funcional (control de emergencia de interruptores utilizando dispositivos de protección) es suficiente en la mayoría de los casos. Existe una posibilidad que puede proveer de los medios para el control de emergencia, por medio del control directo de los equipos de patio o un panel backup.

E. Redundancia en el bus de proceso

Si se utiliza un bus de proceso, este puede ser redundante, o también, en el caso PISA más crítico (para CT, VT e interruptores) este puede ser duplicado. Una forma simple de sustentar este tipo de problemas es proveer de un bus de proceso exclusivo y de PISA's dedicados para cada dispositivo de bahía junto con los dispositivos redundantes de bahía.

2.6. Características de los IED's

Un IED tiene básicamente dos tipos de datos:

- ? Los datos SCADA-like son periódicamente escaneados de forma similar a los datos de una RTU en un sistema SCADA.
- ? Los datos históricos son necesarios únicamente en demanda de análisis.

Esto normalmente requiere de la capacidad que la conocemos como “pass through” o “loop trough” que permite al usuario conectarse directamente al IED con los datos y restablecer el archivo de datos utilizado, por ejemplo, en un canal de comunicación dial-up.

Anteriormente se han presentado dificultades o capacidades limitadas en el filtraje de datos de los IED's. Cada IED es capaz de soportar cientos de datos de valores y la empresa únicamente está interesada en un subconjunto del total de los valores disponibles, por lo que se hace necesaria una habilidad para escoger los valores deseados; esta habilidad, ó capacidad, depende tanto del IED como del protocolo.

El éxito de esta habilidad reside en el propio IED y no en un módulo de interfase externo o en un concentrador de datos de comunicaciones. Cada IED debe tener una dirección individual; sin esta dirección, se hace necesario un canal separado de comunicaciones para cada IED, lo cual dificulta mucho el trabajo en una Subestación de gran tamaño con gran cantidad de IED's.

El IED debe soportar varios protocolos como el DNP 3.0 (Nivel 1,2 o 3), UCA 2.0 o el IEC 60870-5-101 o 103. El IED debe poseer un puerto Ethernet donde los componentes de interfase Ethernet puedan tener la capacidad de autodetección de tráfico de 10 Mbps o 100 Mbps en la LAN.

2.6.1. Módulos de interfase para IED's

Los módulos de interfase contienen la implementación de las comunicaciones de los IED's y de sus capacidades de los protocolos.

Primero, las características de los IED's soportan múltiples protocolos. Segundo, pueden existir diferentes niveles disponibles para un protocolo en particular (por ejemplo, para el protocolo DNP 3.0 existen tres niveles que dependen de las funciones de apoyo). La eficiencia de los protocolos varía ampliamente. Un protocolo SCADA propietario es mucho más eficiente que uno estandarizado para

la industria. Los protocolos ASCII, utilizados por muchos IED's para el modo "pass through" o "loop through" son normalmente ineficientes y más lentos.

Los requerimientos en el desempeño de los módulos de interfase son:

- ? para comandos de escape de protección, 4 ms es el tiempo máximo de retraso permitido;
- ? para la adquisición de datos SCADA-like, típicamente uno o dos segundos;
- ? para la consolidación de datos, tal como la comunicación con un dispositivo, esta dado por la demanda.

Los factores de desempeño se afectan por la arquitectura de enlace de comunicaciones (Capa física y de datos) y por las limitaciones o capacidades del protocolo (Capa de aplicación).

La arquitectura se puede basar en enlaces de datos RS-232 O RS-485. Con el RS-232, existe una comunicación punto-a-punto, y las velocidades máximas del canal soportadas son 9.9, 19.2 o 38.4 kbps. El RS-485 soporta las características multi-punto, donde los dispositivos comparten las mismas líneas de comunicación.

Existen opciones de polling asociadas a los IED's y al módulo de interfase. El IED y el módulo de interfase pueden soportar reportes-por-excepción, donde únicamente los cambios significativos de status y analógicos son reportados. Esto reduce, en gran parte, la sobrecarga del canal en condiciones normales.

La prioridad del proceso de comunicación entre el IED y el módulo de interfase puede mejorar el desempeño del sistema en gran parte. Si el proceso de comunicaciones es implementado como un proceso de muy baja prioridad; existirá, entonces, un tiempo de retraso impredecible; adicionalmente, algunos IED's se cuestionan únicamente por pollings, lo que llevará, con seguridad, a que el proceso de cálculos en los IED's tarde desde unos pocos segundos hasta 15 segundos.

Los IED's necesitan realizar estos cálculos antes del reporte y tener los resultados disponibles en el momento del polling. El objetivo es eliminar la necesidad de los módulos de interfase desarrollando las funcionalidades de los IED's, tales como, direccionamiento, conversiones de protocolos, reporte-por-excepción, filtraje de datos, configuración remota (pass trough), interfase física de comunicación, cálculos y estampado de tiempo.

3. TENDENCIA AMERICANA

Existen distintos fabricantes que han adoptado las normas y estándares establecidos por EPRI (Instituto de Investigación de Energía Eléctrica), representante de IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) para el continente americano. Los SAS, tipo americano, son sistemas basados en computadoras que se utilizan para mantener unidos independientemente a subsistemas en operación, como SCADA's, comunicaciones, relés de protección, control de sistemas de potencia, mediciones y sistemas de alarmas por medio de la adquisición de datos unificada, monitoreo y el sistema de control en la Subestación.

3.1. Distribución por Niveles Jerárquicos

Este tipo de SAS proveen de la estructura para habilitar a IED's existentes y futuros de diferentes proveedores para que puedan operar con el fin de facilitar un eficiente y efectivo control y monitoreo. La arquitectura de este tipo de SAS corresponde a un sistema distribuido que esta constituido de equipos en dos niveles jerárquicos estructurados, llamados Nivel de Bahía (con sus propios controladores) y Nivel de Subestación (con su propio sistema de procesamiento e interfase con el Centro de Control, otros SAS y usuarios corporativos).

Nivel 3	Control Remoto & Supervisión, y Usuarios Corporativos		
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 3 - Nivel 2		
Nivel 2	Nivel 2 Sistema de Procesamiento	Almacenamiento de datos On- Line e Históricos	Interfase de Usuario Aplicación & Subestación

			(UI)
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 - Nivel 1		
Nivel 1	Controlador de Bahía	Interfaces básicos de Usuario (UI)	
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 1 - Nivel 0		
Nivel 0	Dispositivos Electrónicos Inteligentes & I/O individuales		
	Equipos de Sistema de Potencia		

Figura 3- 2. Arquitectura Lógica de un SAS

3.2. Nivel 3

Este Nivel, está compuesto por todos los sistemas de control remoto que monitorean y controlan la Subestación. Estos centros pueden ser Centros de Control, otras Subestaciones, SCADA's, centros de monitoreo, centros de tarifación, etc.

3.3. Comunicaciones e Interfaces Nivel 3 – Nivel 2

El Sistema de Procesamiento del Nivel 2 intercambia información entre el SAS y el Centro de Control, algún otro sistema externo o Usuarios Corporativos, a través de una red WAN.

3.4. Nivel 2

En este Nivel se encuentran instalados los equipos de comunicación de la Subestación, además, desde este Nivel, se realiza un control local de la Subestación desde un cuarto de control.

3.4.1. Sistema de Procesamiento del Nivel 2

El procesador central e interfase de comunicaciones, localizado en el cuarto de Control de la Subestación, funciona como maestro en la adquisición de datos, procesamiento de cálculos y como interfase de usuario en una Subestación, también como controlador de acciones y como acumulador de información de la Subestación para análisis futuros y archivos de seguridad.

3.4.2. Interfase de Usuario en el Nivel 2

Provee al usuario de acceso local al control y datos de la Subestación.

3.4.3. Almacenamiento de Datos

La base de datos On-Line provee continuamente de información actualizada al interfase de usuario local y al Centro de Control. Los datos históricos obtenidos de esta base de datos son archivados en una memoria de lectura y escritura.

3.4.4. Criterios de diseño para el Nivel 2

- ? Seguridad del Sistema: Esto requerirá que a cada usuario se le asigne un nombre y código (contraseña) al cual sea asociado un nivel de seguridad que determine el despliegue de información accesible, los datos a ser consultados o modificados y las funciones disponibles en la interfase del usuario, tanto para trabajos funcionales o trabajos de ingeniería.
- ? Manejo de Datos Históricos: El SAS debe monitorear la información entrante especificada, debe realizar cálculos sobre algunos datos y almacenar los datos de entrada y los datos calculados en una memoria de lectura y escritura. Dentro de los datos históricos pueden estar incluidas Grabaciones de Fallas Digitales (DFR) y Secuencias de Eventos (SOE) archivadas. En la memoria de lectura y escritura la información debe ser sujeta a revisión y edición por usuarios locales y remotos autorizados.
- ? Etiquetamiento de dispositivos: esta función permitirá bloquear el control de cualquier dispositivo de la Subestación.
- ? Secuencia de Eventos: el sistema debe ser capaz de reportar, por medio de monitores e impresoras, los archivos de las secuencias, en tiempo real, de los eventos que ocurran en la Subestación.
- ? Manejo de alarmas: los controladores transmitirán las señales de alarmas al HMI dentro de las prioridades acordadas, generando una señal sonora y reportando automáticamente lo sucedido en la impresora.

- ? Reportes: el SAS debe ser capaz de generar diferentes tipos de reportes, los cuales pueden ser presentados en el HMI o pueden ser programados automáticamente para su presentación en la impresora. Los reportes pueden ser generados por medio de información tanto de la base de datos históricos como de la de tiempo real.
- ? Direccionamiento: esta función permite direccionar cualquier señal de medida la cual está disponible tanto para la base de datos en tiempo real como para la base de datos históricos.
- ? Operaciones Log: esta función permite al operador establecer una operación log sobre las operaciones de la Subestación, así estén ocurriendo fallas o que el equipo esté en programa de mantenimiento. En general, toda la información del comportamiento del equipo que deba ser archivada como histórica es incluida en una base diaria.
- ? Almacenamiento de Backups: debe disponer una función que permite reunir toda la información almacenada en los discos duros de los computadores, como programas de aplicación, configuraciones de bases de datos, datos históricos, operaciones log, etc.
- ? Monitoreo automático y funciones de control: el SAS debe ejecutar funciones de control automáticas en aparatos de sistemas de potencia basados en entradas análogas y de status adquiridas por el sistema.

3.5. Red de Área Local (LAN) en la Subestación Nivel 2 – Nivel 1

Esta LAN comunica al sistema de procesamiento del Nivel 2 con los controladores de bahía del Nivel 1. En el Nivel 2 la LAN permite además comunicarse con los IED's del Nivel 1, y a los Gateways con otras Subestaciones.

3.6. Nivel 1

Este Nivel está compuesto por los controladores de Bahía de toda la Subestación. Es posible, también controlar localmente parte de la Subestación desde este Nivel.

3.6.1. Controlador del Nivel 1

Este es el procesador del Nivel 1 y sirve como maestro en cada Bahía para la adquisición de datos, para el procesamiento de datos, para el despliegue de la información, de interfase de usuario de la bahía local y en acciones de control.

La funcionalidad del sistema de procesamiento del Nivel 1 puede ser proporcionada por diferentes plataformas de software y hardware, así como por una Unidad Terminal Remota (RTU), un computador PC o un PLC (Controlador Lógico Programable).

3.6.2. Interfase de Usuario Nivel 1

Provee un nivel básico de acceso local al usuario a los datos y control de la bahía.

3.6.3. Criterios de diseño para el Nivel 1

- ? Adquisición de datos: el SAS debe ser capaz de adquirir todos los elementos de los datos disponibles de los IED's y debe proveer de un significado a las entradas que no sean entregadas por los IED's, como son los relés, baterías y alarmas de detectores de humo y fuego.
- ? Procesamiento de Status Digital y alarmas: para verificación, almacenamiento y etiquetamiento de los datos de las entradas digitales.
- ? Procesamiento de Señales de Mediciones: adquisición de variables eléctricas desde los medidores de energía, los cuales pueden ser unidades de medida de multifunción, dispositivos de protección, grabadores de fallas, etc.
- ? Interbloqueo: esta función puede evaluar continuamente las posiciones de todo el equipo relacionado en las operaciones requeridas, y otras condiciones, como operaciones en línea y protecciones realizadas. Después del cumplimiento de todas las condiciones, una señal de salida puede ser capaz de habilitar la apertura o cierre del equipo seleccionado.
- ? Comandos de escape de protección y de escape de transferencia: estas funciones pueden ser implementadas en esquemas de cableado

- ? Comunicaciones con la Red de Área Local (LAN): Los módulos de redes de comunicación de cada controlador deben manejar y monitorear las comunicaciones entre todos los equipos del Nivel 1 y las comunicaciones con otros componentes del SAS.
- ? Monitoreo Automático y Funciones de Control: el SAS debe ejecutar las funciones de control automático sobre los aparatos de sistemas de potencia basados en entradas análogas y de status adquiridas por el sistema. El SAS debe estar en la capacidad de reforzar las funciones de control que normalmente son ejecutadas por varios sistemas de control independientes o por PLC's. Las funciones de tiempo crítico, como el aislamiento de fallas, deben ser llevadas a cabo directamente por los relés de protección independientes del SAS.

3.7. Interfases y comunicaciones Nivel 1 – Nivel 0

Es la comunicación entre los procesadores de bahía del Nivel 1 y los IED's y puntos de I/O individuales asociados con los equipos de potencia del sector.

3.8. Nivel 0

Es el Nivel más cercano al proceso (cableado entre equipos de patio y los relés de medición, protección y medida). Estos equipos de patio, pueden ser, transformadores, disyuntores, seccionadores, etc.

4. TENDENCIA EUROPEA

Las arquitecturas de SAS de tendencia europea se rigen a las normas y estándares de IEC (Comisión Electrotécnica Internacional) e IEEE.

4.1. Distribución por Niveles Jerárquicos

Este tipo de estructura está compuesta por los siguientes Niveles jerárquicos: Nivel de Estación, Nivel de Bahía y Nivel de Proceso.

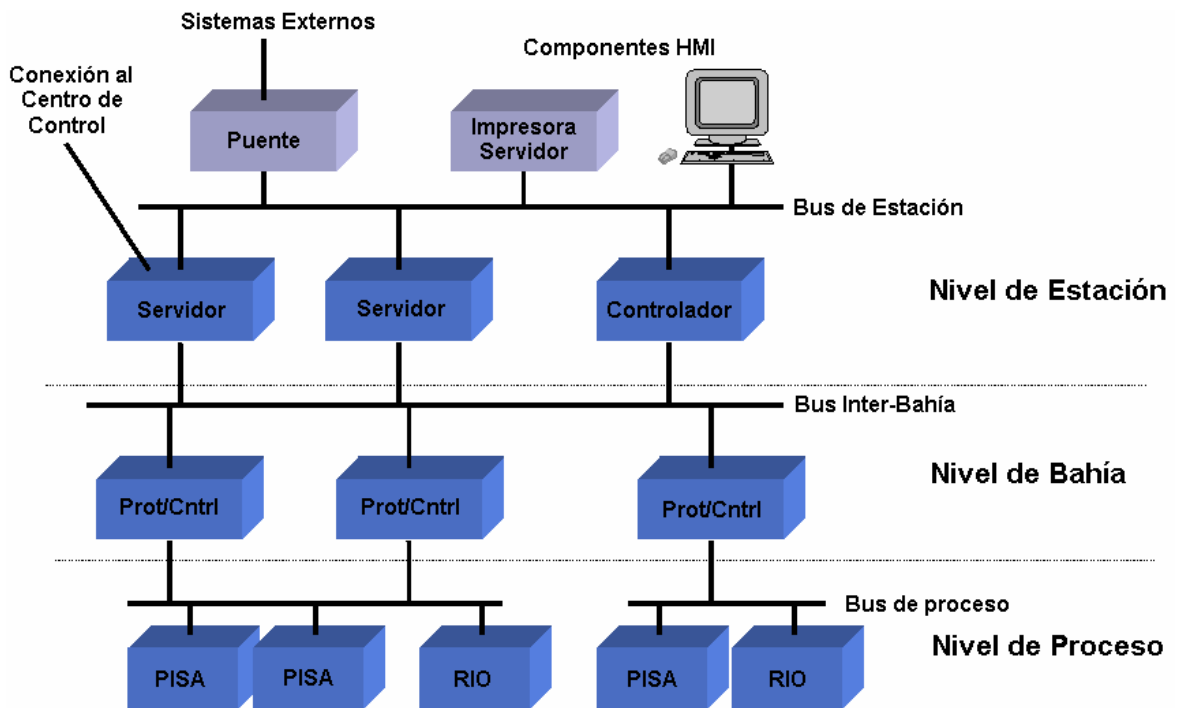


Figura 3-3. Arquitectura de un SAS básico (tendencia europea)

Los datos son recuperados en el Nivel de Proceso por medio de I/O Remotas (RIO) y sensores o actuadores inteligentes (PISA = Interfase de Proceso para Sensores y Actuadores). El Bus de Proceso conecta a estos dispositivos a los equipos del Nivel de Bahía, donde las funciones de protección y control de la bahía y su HMI están localizados.

Las unidades del Nivel de Bahía se comunican una con la otra, o con los servidores del Nivel de Estación, por medio del Bus Inter-Bahía.

Las funciones del Nivel de Estación implementadas en los servidores de la estación se comunican, por medio de gateways, tanto al Centro de Control como a Centros de Monitoreo y entre ellos.

Esta arquitectura brinda un mayor grado de confiabilidad. Las funciones de niveles jerárquicos menores son implementadas en lugares apropiados del sistema de control y permanecen operativas aún si los dispositivos de niveles superiores o de otros lugares del mismo nivel jerárquico llegan a fallar.

Cada nivel posee un bus que permite la comunicación entre dispositivos del mismo nivel y la comunicación con niveles adyacentes.

4.2. Nivel de Estación

En el Nivel de Estación se encuentran el HMI, las funciones de archivo de datos y las conexiones al exterior (al Centro de Control, a sistemas de tele-alarmas, centros remotos, sistemas de mantenimiento y protección, sistemas de manejo de recursos, sistemas de la empresa, etc.).

Los dispositivos del Nivel de Estación a veces pueden ser ubicados en ambientes tipo oficina, de todas maneras, por razones de EMI, las versiones industriales son a menudo necesarias.

El Bus de Estación es utilizado principalmente para conectar el HMI con las terminales e impresoras, como interfase en ambientes de oficina y para tareas de supervisión entre servidores.

4.3. Nivel de Bahía

Las funciones de protección y control relacionadas a la Bahía, así como las funciones de seguridad relacionadas (como la de interbloqueo del Nivel de Estación) son ejecutadas en el Nivel de Bahía. Los dispositivos instalados en este Nivel deben soportar el rudo ambiente de alto y medio voltaje de los equipos del patio de maniobras y deben poder ser armados directamente dentro de los cubículos del Nivel de Bahía cerca de los equipos de patio.

El Bus Inter-Bahía conecta los dispositivos de Bahía con el Nivel de Estación (comunicación vertical), adicionalmente, permite la comunicación en tiempo real entre los dispositivos de bahía (comunicación horizontal).

Los principales componentes de este Nivel son los IED's. Una estructura típica de IED's utilizada en el Nivel de Proceso o en el Nivel de Bahía cerca al proceso se muestra en la Figura 3-4:

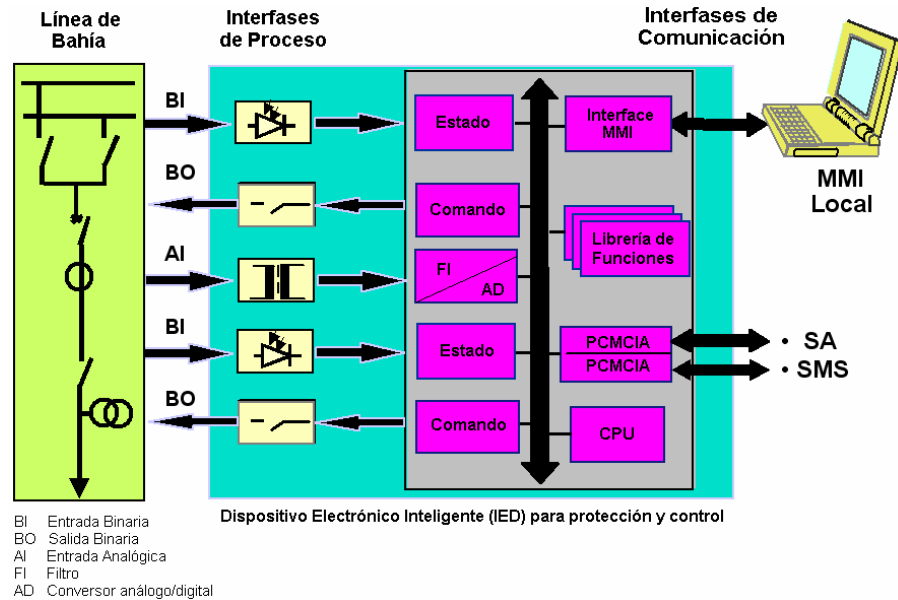


Figura 3-4. Estructura típica de IED's en el Nivel de Bahía

- ? Un bus interno conecta la Unidad Central de Procesamiento (CPU), la memoria RAM, ROM, EPROM o flash necesaria y las interfaces seriales para la comunicación en uno de los lados, y, los módulos de I/O digitales y analógicos en el otro lado.
- ? Una barrera EMI (Interferencia Electromagnética) para contrarrestar las perturbaciones y sobre-voltajes de los relés de separación y transformadores de interrupción, protege a las I/O del exterior.
- ? Un HMI Local, que puede estar en el mismo lugar o conectado serialmente a una PC, permite configurar el IED.

4.4. Nivel de Proceso

El Nivel de Proceso comprende las conexiones a los equipos de patio (el proceso) por medio de cables desde las I/O's del Nivel de Bahía, remotamente por medio de los dispositivos de I/O's (RIO), o, por medio de sensores y actuadores (PISA), los cuales pueden adicionalmente incluir algunas funcionalidades relacionadas al

proceso. Todos estos dispositivos se encuentran localizados, también, cerca de los equipos de patio, o son integrados dentro de los equipos de patio de alto y medio voltaje.

El Bus de Proceso conecta los actuadores, sensores, unidades periféricas inteligentes y unidades remotas de I/O, en tiempo real, con las unidades de procesamiento del Nivel de Bahía.

Aparte de las conexiones entre transformadores de corriente y de voltaje e interruptores auxiliares, han sido desarrollados nuevos principios en sensores y actuadores electrónicos los cuales entregan datos digitales de manera oportuna. Además la optimización de la interface de proceso conlleva a nuevos dispositivos primarios que manejan comunicaciones seriales. Todo esto debe ser incorporado directamente entre los equipos primarios, adoptando buses de proceso dentro de la arquitectura del sistema.

El bus de proceso se encuentra junto al proceso, por lo que requiere de las mejores capacidades de soportar interferencias electromagnéticas. Además es necesario que posea una gran velocidad en la transferencia de datos con un mínimo retraso si es que se deben tomar medidas de corriente y voltaje, en las labores de medición y protección, las cuales anexan requerimientos muy exigentes.

Una de las primeras soluciones de buses de proceso se basó en el estándar IEC 61375, el Bus Multi-Vehículo (MVB). El MVB es un bus cíclico con ciclos determinísticos que van desde 1 ms hasta 1 s. La razón de bit es de 1.5 Mbps por lo que es utilizado para transferencia de datos. En vista de que el MVB es un estándar que se creó para el control de trenes, no es aceptado como una solución para bus de proceso. Un concepto de bus de proceso puede ser exitoso en el mercado únicamente si permite conectar eléctrica y mecánicamente los equipos de patio, transformadores y los equipos de protección y control de diferentes marcas. El nuevo estándar IEC 61850 es capaz de soportar todos estos requerimientos.

CAPÍTULO IV

PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Este capítulo enumera los diferentes estándares para la comunicación en los distintos Niveles jerárquicos de un SAS. Además detalla los protocolos más utilizados en la Automatización de Subestaciones. Finalmente se puede encontrar un análisis comparativo entre los protocolos analizados.

1. ESTÁNDARES DE COMUNICACIÓN

Introducción

La comunicación es la columna vertebral de un Sistema de Automatización de Subestaciones. Por lo tanto, las comunicaciones deben completar una serie de requerimientos exigentes.

Todos los dispositivos del sistema deben estar intercomunicados y deben respetar estándares de comunicación (protocolos).

Interoperatividad en Subestaciones

El objetivo de un estándar internacional, para redes de comunicación y sistemas en Subestaciones, es permitir la interoperatividad entre IED's.

La interoperatividad es la capacidad de dos o más IED's, del mismo o de distintos fabricantes, de intercambiar información y utilizarla para una correcta cooperación.

Interoperatividad y Sistemas Abiertos

Un sistema abierto es aquel que permite el intercambio de datos interoperables.

Anteriormente los SAS habían sido interoperables o abiertos a niveles estandarizados de voltaje o de corriente en los dispositivos de interfase (110/220 V, 1/5 A, 20 mA, 10 V, etc.).

En estos días la comunicación serial debe ser abierta. Como se puede observar en la *Figura 4-1*, los sistemas deben ser abiertos en varias direcciones:



Figura 4- 1. Diferentes clases de aperturas

- ? **Abiertos al libre intercambio de información entre dispositivos de diferentes fabricantes:** Además de la información que el usuario requiere, también se hace necesario el intercambio de información, in-entendible para el operador, entre los dispositivos. Esta característica se llama Interoperatividad Global y es un requerimiento básico para cualquier clase de sistema abierto y además es la llave para cualquier estándar de comunicación moderno.

- ? **Abiertos a seguir la tecnología de comunicaciones:** A pesar de los exigentes requerimientos de estabilidad en un sistema de comunicación, los ventajosos desarrollos en la tecnología de comunicaciones resultan beneficiosos. Para proteger las costosas aplicaciones o equipos, el estándar de comunicación debe permitir actualizaciones que no produzcan un impacto en la aplicación.

- ? **Abiertos a filosofías y alternativas diferentes en la empresa:** Existen diferentes filosofías que designan ciertas funciones a ciertos dispositivos. Algunas empresas prefieren las soluciones descentralizadas, otras prefieren soluciones centralizadas, otras prefieren tener un alto nivel de integración de las funciones en un paquete y otras prefieren tener dispositivos dedicados

para cada función; por lo que el estándar de comunicación debe ser capaz de soportar la libre asignación de funciones.

- ? **Abiertos a soportar los cambios en la tecnología del sistema:**
Dependiendo de la tecnología que se implemente en el sistema, su estructura puede cambiar. Por ejemplo, existen diferentes tipos de sensores que utilizan fibra óptica o comunicación serial, lo que obliga a utilizar nuevas funciones durante el proceso, por lo que, el estándar de comunicación no sólo debe soportar la libre asignación de funciones, sino que también debe ser capaz de proveer reglas ó medios para la extensión del sistema.

- ? **Abiertos a las tareas de ingeniería y mantenimiento de la comunicación:**
Un dispositivo es definido por su función asignada. Un sistema es definido por sus dispositivos y las conexiones entre ellos. Además, un estándar de comunicación debe tener algunos medios para describir estas propiedades. Si tal descripción es parte del estándar, el sistema puede extenderse y modificarse a lo largo del ciclo de vida completo con cualquier herramienta, utilizando esta descripción formal.

Integridad de los datos

El Sistema de Comunicación de un SAS permite la entrega de datos de forma continua y satisfactoria, tomando en cuenta los posibles errores en la transmisión, la variación en los retardos de la información y las posibles fallas de los equipos de comunicación. De este modo, el Sistema de Comunicación debe ser capaz de:

- ? Detectar errores en la transmisión dentro del ambiente hostil de una Subestación
- ? Restablecer la comunicación después de una congestión en los enlaces
- ? Opcionalmente, debe proveer de apoyo a los enlaces, a los medios y a los equipos de redundancia.

Requerimientos Generales para la Red

Requerimientos Geográficos

La Red de Comunicaciones dentro de la Subestación debe ser capaz de cubrir una distancia mayor a 2 km (IEC 61850-5 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 5: Requerimientos en la comunicación para modelos de funciones y dispositivos).

Número de dispositivos

La Red de Comunicaciones dentro de la Subestación debe ser capaz, de soportar cualquier configuración típica de bahía en un patio de maniobras de alto voltaje (IEC 61850-1 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 1: Introducción; IEC 61850-5 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 5: Requerimientos en la comunicación para funciones y dispositivos modelos).

Protocolos de Comunicación

Protocolos de interfase en modems

EIA 232 E *Interfase entre datos de equipos terminales y datos de de equipos circuitos-terminales, intercambiando datos binarios de forma serial:* Es la versión actual del muy conocido conector RS232C. Esta interface especifica, para las señales de voltaje, de tiempo y la señal de función, un protocolo para el intercambio de información y un conector mecánico. Está diseñado para distancias cortas, máximo de 15m, y, la comunicación puede ser duplex o half-duplex.

EIA 485 *Características eléctricas de generadores y receptores para el uso en sistemas digitales balanceados multipunto:* Versión actual del conector RS485: Esta interface especifica, para las señales de voltaje, de tiempo, y la señal de

función, un protocolo para el intercambio de información y un conector mecánico. Está diseñado como un enlace serial (punto-a-punto-duplex) para distancias de varios kilómetros o también como un bus (half-duplex).

Además de los anteriores estándares, existen interfaces estándares de ITU (CCITT), los cuales se interesan en diferentes aspectos, como características funcionales o características eléctricas de forma separada. Por ejemplo, el RS232C es idéntico al ITU V24 (funcional) + ITU V28 (eléctrico) + ISO 2110 (mecánico).

Los protocolos estándar de ITU, como el X25, raramente son encontrados en el área de automatización de Subestaciones y su utilización fuera de las Subestaciones está siendo reemplazada por TCP/IP.

Comunicación con Centros de Control

A. Protocolos propietarios

- ? RP570/571 (ABB)
- ? Indactic 33/35 (ABB)
- ? 8fW (SIEMENS)
- ? DNP3.0 (GE-Harris, DNP User group)
- ? WISP (GE)
- ? Modbus (usuarios varios, en especial, plantas de energía)

B. Protocolos estándares (IEC)

IEC 60870-5-101 *Equipo de telecontrol y sistemas para componentes – Parte 5: Estándares acompañantes – Sección 101: Estándar acompañante para tareas básicas de telecontrol:* Este protocolo está dedicado a líneas de comunicación entre SAS o RTUs y Centros de Control.

IEC 60870-5-104 *Equipo de telecontrol y sistemas para componentes – Parte 5: Estándares acompañantes – Sección 104: Protocolos de transmisión – Acceso a redes para IEC 60870-5-101 utilizando perfiles de transporte estándares*: Este protocolo permite la transferencia de datos de acuerdo al estándar IEC 60870-5-101 sobre una red de comunicación.

IEC 60870-6 *Equipos de Telecontrol y sistemas para componentes – Parte 6 (TASE.2) Protocolo para centros de control*: Este protocolo está diseñado para la comunicación entre los centros de control. Es llamado también ICCP (Protocolo de comunicación entre Centros de Control). Es utilizado en algunos casos para enlaces de comunicación entre Subestaciones y Centros de Control.

IEC 61850 *Redes de comunicación y sistemas en Subestaciones*: Este protocolo, desarrollado para comunicaciones en Subestaciones, puede ser utilizado también en enlaces entre Subestaciones y Centros de Control.

IEC 61970 *Aplicaciones de programación de interfase para el Sistema de Manejo de Energía*: Este estándar define el Modelo de Información Común (CIM) y está diseñado para el modelamiento de redes de información en Sistemas de Manejo de Energía (EMS).

Comunicación dentro de la Subestación

A. Protocolos propietarios o estándares propietarios utilizados

- ? **SPA** (ABB)
- ? **LON** (protocolo de construcción de automatización; utilizado en Subestaciones por ABB en un medio dedicado)
- ? **MVB** (protocolo de tracción de rieles; utilizado en Subestaciones por ABB)
- ? **Profibus** (protocolo de automatización; utilizado en Subestaciones por SIEMENS)
- ? **DNP3.0** (protocolo de control remoto; utilizado en Subestaciones por GE-Harris y grupo de usuarios DNP)

- ? **UCA.2** (arquitectura de comunicación para el sector eléctrico de EPRI/IEEE utilizado también en Subestaciones)
- ? **IEC 60870-5-101/104** (protocolo de control remoto; utilizado en Subestaciones por SAT)

B. Protocolos estándar (IEC)

IEC 60870-5-103 *Equipos de Telecontrol y sistemas para componentes – Parte 5: Protocolos de Transmisión – Sección 103: Estándares de comunicación para Subestaciones, Estándar acompañante para la Interfase Informativa de Protección de Equipos:* Algunas empresas están utilizando este estándar, no solo para protección, sino también para control.

IEC 61850 *Redes de comunicación y Sistemas en Subestaciones:* Este es el estándar para todas las tareas de comunicación dentro de la Subestación (control, protección, monitoreo, etc.). Cabe resaltar que los nuevos dispositivos de protección ofrecen preferentemente el estándar más poderoso IEC 61850 en lugar del IEC 60870-5-103.

1. PROTOCOLO UCA 2.0

El protocolo UCA 2.0 se basa en la utilización de redes LAN. Los beneficios que se obtienen utilizando una arquitectura basada en LAN incluyen: una disminución en la cantidad y complejidad del cableado requerido normalmente entre los dispositivos; un incremento en la disponibilidad de ancho de banda de comunicación que soporte actualizaciones más rápidas y funciones más avanzadas, tales como conexión virtual, transferencia de archivos, comunicaciones punto-a-punto y capacidad de plug & play.

La iniciativa para las comunicaciones en Subestaciones de empresas eléctricas, patrocinada por EPRI, realizó un proceso de benchmarking y pruebas de simulación sobre diferentes tecnologías LAN para Subestaciones en 1996.

Los resultados de las pruebas han sido utilizados para formular el perfil de protocolo escogido para comunicaciones en Subestaciones en la siguiente Declaración de Trabajo:

“La solución para las Subestaciones puede ser implementada basándose en estándares existentes. Estos estándares incluyen Manufacturing Messaging Specification (MMS) y Ethernet como Capa de Enlace y Capa Física. El MMS es el estándar de ISO/IEC (ISO9506) utilizado para definir el lenguaje, los servicios y la semántica en la Arquitectura de Comunicaciones para Servicios públicos (UCA).

El objetivo es que las Comunicaciones en las Subestaciones lleguen a ser dóciles con UCA para eliminar gateways y permitir una interconectividad máxima entre IED's a un costo mínimo.

El Ethernet de rápido switcheo puede trabajar en tasas mayores a los 100 Mbps full-duplex y puede proveer de la demanda necesaria requerida para comunicaciones punto-a-punto entre los relés de Subestaciones de gran tamaño (mayores a 100 IED's).

El Benchmarking y las simulaciones de prueba, durante las primeras fases de este proyecto incluyeron la puesta en escena de prototipos de protocolos y topologías que probaron que MMS en conjunto con Fast-Ethernet y/o Switched Ethernet encontrarían requerimientos para los comandos de protección sobre la LAN de la Subestación con características IED que pueden trabajar bajo condiciones de sobrecarga.

Para Subestaciones más pequeñas, los estudios demostraron que un medio compartido Ethernet de 10 Mbps puede ser suficiente para la actividad de carga base usando únicamente el 5% de los 10Mbps de la LAN.

Los perfiles UCA 2.0 para las comunicaciones de equipos de campo están divididos en Perfiles de Aplicación, Perfiles de Transporte y Perfiles de Enlace de

Datos. TCP/IP puede ser utilizado opcionalmente para conectarse con los dispositivos externos o con dispositivos simples que no funcionen en tiempo real. ICCP, o la capa de Aplicación de UCA 2.0 orientada a MMS, puede ser utilizada en las comunicaciones de Subestaciones de Empresas Energéticas. Los IED's que utilicen esto, pueden ser conectados directamente a la Red Central de la Empresa utilizando Routers estándares. Bajo investigación, una Pila de 3 capas está en consideración para un posible uso en recursos de IED's simples o problemáticos.”

Perfiles UCA2.0 aprobados

La integración de los sistemas de comunicación para el sector Eléctrico, Proyecto EPRI RP2949, esta compuesta de dos partes: Arquitectura de Comunicaciones para el sector Eléctrico (UCA) y los Servicios de Integración y Acceso a Bases de Datos (DAIS). La especificación UCA 1.0 fue expuesta en diciembre de 1991 y el reporte de DAIS en diciembre de 1992.

UCA es una especificación de perfil que resume los estándares internacionales y provee de interconexión entre el proceso de control y los sistemas de información de la empresa. Ha sido propuesto para sistemas que presenten facilidades, así como para sistemas que representen un reto a la empresa.

A pesar de que los perfiles de UCA 1.0 proporcionaron gran cantidad de funcionalidades, la inserción de estos en la industria fue limitada. Una de las más grandes barreras para evitar la adopción de los mismos fue la carencia de especificaciones detalladas que permitan conocer de qué forma los protocolos debían ser utilizados. Por ejemplo, UCA 1.0 especificó la utilización del ISO/IEC 9506: el MMS para su uso en los dispositivos de campo.

Su costosa funcionalidad y su amplia generalidad, en particular, significaron que, sin especificaciones adicionales, los dispositivos de campo podían implementar aplicaciones para la empresa utilizando una variedad de servicios y procedimientos que ocasionaban una continua carencia en la interoperatividad.

En 1992, EPRI inició el Foro MMS para direccionar esta necesidad hacia definiciones detalladas. Este Foro se dirigió hacia el modelamiento de objetos y requerimientos de perfiles en la interfaz de usuario, en la distribución, transmisión, Centros de Control y plantas de potencia.

El resultado, UCA 2.0, fue parte del trabajo en marcha del Foro MMS y de proyectos adicionales de EPRI. Los proyectos de EPRI en áreas como comunicaciones en Centros de Control (TASE.2, también llamado ICCP) y comunicaciones en Subestaciones (UCA Proyecto de Automatización de Subestaciones, anteriormente llamado RP3599), proporcionaron grandes extensiones para aplicaciones de MMS.

Existen 10 perfiles UCA 2.0 aprobados, de estos, los perfiles recomendados para Subestaciones son: Full 7 CO (full seven layer connection-oriented), Ethernet basado en LAN y TCP/IP RFC 1006.

2.1. Arquitectura del protocolo

En comparación con el modelo de capas OSI (7 capas), el protocolo de comunicación UCA 2.0 utiliza 3 de estas capas:

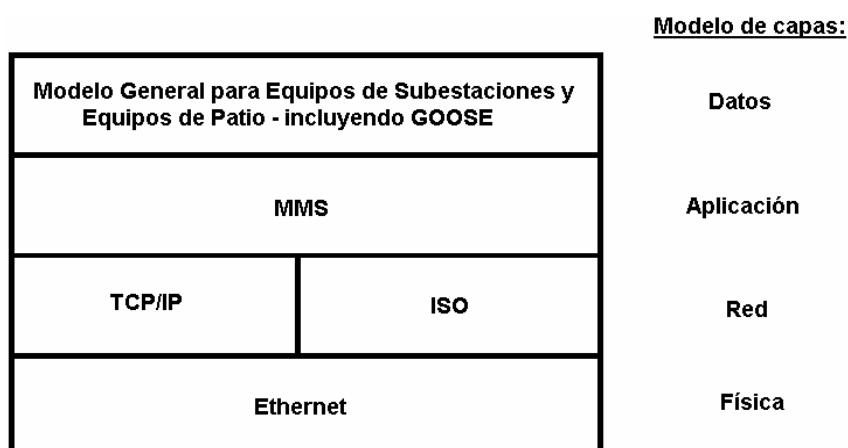


Figura 4- 2. Comparación del Protocolo UCA 2.0 con el Modelo OSI

2.1.1. Capa Física

El medio físico que se aplica es fibra óptica, por medio de Ethernet. La tecnología del Ethernet ha mejorado hasta proveer de un acceso de interrupción el cual minimiza las colisiones, además, ofrece una plataforma de comunicación de alta velocidad desde los 100MB hasta 1GB (10GB en proceso).

2.1.2. Capa de Red

Para la Capa de Red, a pesar de que el objetivo inicial era el de respetar los principios del estándar de ISO, la popularidad del Internet propuso la inclusión de la Capa de Red TCP/IP. En Noviembre de 1999 seleccionó a TCP/IP como el protocolo de red principal para comunicaciones dentro y entre Subestaciones, y dejó la Capa de Red de ISO como una alternativa.

2.1.3. Capa de Aplicación

Para la capa de aplicación se ha escogido la especificación MMS, la cual provee de una serie de servicios de lectura, escritura, definición y creación de objetos de datos. La capacidad de manipular objetos lógicos diferencia a este perfil de los demás.

Finalmente, UCA 2.0 define modelos de objetos estándares para datos comúnmente utilizados. Estos modelos estándares se definen en el documento: Modelos Generales de Objetos para Equipos en Subestaciones y Equipos de Patio (GOMSFE).

2.2. Niveles de implementación

Nivel 1: Aunque sus características permiten la adopción de este protocolo en el Nivel de Proceso (junto a los equipos de patio), en la práctica no es utilizado para la comunicación entre terminales (relés, medidores) y concentradores de datos o controladores.

Nivel 2: La implementación del protocolo UCA 2.0 en los Niveles superiores al proceso, y en especial, para las comunicación entre IED's y controladores de bahías se ha beneficiado con la introducción de la herramienta GOMSFE que permite el direccionamiento de objetos de datos con la posibilidad de utilizar protocolos adicionales al UCA 2.0.

Nivel 3: UCA fue desarrollado para proveer de una integración de sistemas abiertos y el intercambio de datos, en tiempo real, en la industria eléctrica. La versión de UCA 2.0 añade características de compatibilidad con Internet.

2. PROTOCOLO DNP3.0

El protocolo DNP 3.0 (Distributed Network Protocol Versión 3.0), originalmente desarrollado por Westronic Inc. en 1990, actualmente GE Energy Services, documentado y puesto al público en 1993, es un protocolo basado en los estándares de comunicación IEC 870-5 diseñado para la industria en aplicaciones de telecontrol, especialmente enfocado hacia el sector eléctrico por la precisión y calidad de la información que transporta, en labores de adquisición de datos y aplicaciones de control.

DNP ha sido utilizado durante algunos años, para comunicaciones seriales entre EMS's (Energy Management Systems) y RTU's, y es recomendado por la IEEE para comunicaciones entre los dispositivos en las Subestaciones. Entre las características más importantes que destacan a este protocolo, se pueden enumerar las siguientes:

- ? Pueden existir más de 65000 dispositivos con direcciones diferentes en un mismo enlace.
- ? Permite mensajes en "Broadcast".
- ? Confirmaciones al nivel de la Capa de Enlace y/o Capa de Aplicación garantizando así alta integridad en la información.

- ? Solicitudes y respuestas con múltiples tipos de datos en un solo mensaje, y permite objetos definidos por el usuario incluyendo la transferencia de archivos.
- ? Segmentación de los mensajes en múltiples tramas para garantizar una excelente detección de errores y recuperación de tramas con errores.
- ? Puede incluir solo datos que hayan cambiado en el mensaje de respuesta (Reporte por excepción).
- ? Asigna prioridades a un grupo de datos (clases), y los solicita periódicamente basándose en las mismas.
- ? Los dispositivos esclavos pueden enviar respuestas sin solicitud (Respuestas no Solicitadas).
- ? Soporta sincronización temporal con un formato de tiempo estándar.

Estas características básicas y muy importantes en sistemas eléctricos permiten que el operador del sistema sea capaz de enterarse de eventos de ocurrencia muy cercana en el tiempo (diferencias de milisegundos), y debe saber con precisión cuál fue el primero en generarse, lo que permite realizar análisis más fidedignos en caso de fallas y además, DNP 3.0, tiene la versatilidad de soportar el reporte de datos mediante Polling o espontáneamente (sin solicitud).

Al utilizar el protocolo DNP 3.0 se tendrán los siguientes beneficios:

- ? Interoperabilidad entre equipos de diferentes proveedores
- ? Menor cantidad de protocolos que soportar en este campo
- ? Menores costos de software
- ? No se requieren traductores de protocolos
- ? Menores tiempos de entrega
- ? Menor cantidad de ensayos, mantenimiento y entrenamiento
- ? Mayor y mejor documentación
- ? Soporte del grupo de ensayos independientes y terceras partes (sets de ensayo, código base)
- ? Fácil expansión del sistema

- ? Producto de larga vida
- ? Productos con mayor valor agregado
- ? Adopción más rápida de nuevas tecnologías
- ? Importantes ahorros en operaciones

Arquitectura del protocolo

DNP 3.0 utiliza versiones simplificadas de 4 capas del modelo OSI:

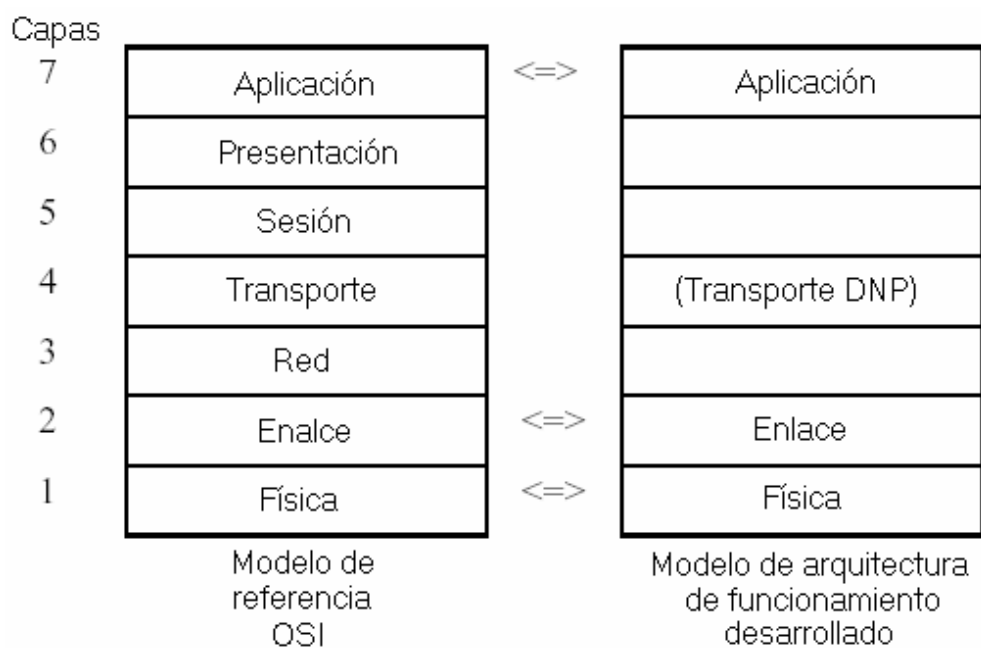


Figura 4-3. Comparación de capas del modelo OSI utilizadas en DNP 3.0

Capa Física

Se refiere al medio físico por el cual el protocolo es transmitido. Usualmente es un medio físico como RS-232, RS-485 o V23 FSK utilizando medios como fibra óptica, radio o satélite. Ejemplos de este tipo son el manejo del estado del medio (detección de colisión) y el control de transmisión (RTS/CTS) para asegurar una exitosa transferencia de datos en sincronización.

Capa de Enlace

Provee de un enlace lógico entre el emisor y receptor de datos. Además provee de mecanismos para determinar y superar características de error de la capa física, como señales de ruido. El estándar 60870-5-1 define cuatro tipos diferentes de marcos para la capa de enlace. DNP 3.0 utiliza uno de estos:

60870-5-1	Distancia Hamming (bits de error)	Seguridad	Longitud máxima (bytes)
FT3	6	16 bit CRC	255

El tipo de marco determina las funciones de la capa de enlace y las características disponibles para cada protocolo:

- ? Mensaje de inicio y finalización de identificación de bytes.
- ? Direccionamiento de destino y origen (más de 65534 direcciones)
- ? Mensaje de información de longitud
- ? Detección de errores, utilizando CRC (Cyclic Redundancy Checking)
- ? Servicios de enlace. Incluyendo el mensaje de manejo de cualidades
 - o Reset del enlace
 - o Reset de la aplicación del usuario
 - o Envío/Confirmación de servicio del nivel de enlace
 - o Peticiones de estado de enlace

Capa Seudo-Transporte DNP

La capa del seudo-transporte divide los mensajes de la capa en múltiples mensajes de enlace y proporciona un segmento que sigue el mecanismo. 60870-5-101 limita el tamaño de los mensajes de la capa de aplicación, correspondiente (255 bytes), para que no requiera la fragmentación de la capa de transporte.

Capa de aplicación

La capa de aplicación genera mensajes basados en la necesidad o en la disponibilidad de datos del usuario. Una vez que los mensajes sean generados, descienden a la capa de enlace de datos y se comunican sobre la capa física.

La capa de aplicación utiliza códigos de funciones para señalar el propósito o la operación solicitada por el mensaje. Las funciones incluyen:

- ? Reporte por excepción y respuesta no solicitada
- ? Sincronización de tiempo
- ? Identificación de mensaje de lectura/escritura
- ? Comandos de control digital (Select before Operate, Direct Operate)
- ? Comandos para contadores Freeze & Clear
- ? Eventos con estampado de tiempo
- ? Datos Grupos/Clases

Niveles de implementación

Nivel 1: Es la implementación más simple de DNP. Se piensa que se lo puede utilizar entre una estación maestra, o un concentrador de datos, y un dispositivo terminal pequeño (Medidores, relés o controladores de bancos de capacitores). Los puntos de entrada y de salida de los dispositivos esclavos son típicamente locales al dispositivo.

Nivel 2: Este nivel de implementación define un subconjunto levemente más grande de características de DNP con respecto al Nivel 1 de implementación. Es posible utilizarlo entre una estación maestra, o concentrador de datos, y un IED grande, o una pequeña RTU. Como en el Nivel 1 de implementación, los puntos de entrada y de salida de los dispositivos esclavos pueden ser locales al dispositivo.

Nivel 3: Este nivel de implementación es el más grande subconjunto de DNP. No cubre todas las características de DNP sino contiene la mayoría de artículos populares útiles. Se lo puede utilizar entre dispositivos maestros y dispositivos esclavos de tamaño mediano (RTUs, concentradores de datos). No existe, todavía, muchos dispositivos esclavos, en conformidad con el Nivel 3, en el mercado. Los puntos de entrada y de salida, en el nivel de implementación 3, son locales y remotos.

3. ESTANDAR IEC61850

Este estándar no es únicamente el más avanzado estándar universal de comunicaciones, sino que además es un sistema comprensivo orientado a SAS, es decir que no sólo estandariza la comunicación en términos de la pila ISO/OSI seleccionada, sino que relaciona aspectos como:

- ? Recomendaciones para el manejo del sistema y del proyecto
- ? Modelo de datos de dominio específico incluyendo reglas para extensiones funcionales (objetos)
- ? Servicios de sistema de dominio específico.
- ? Lenguaje de configuración de la Subestación.
- ? Pruebas de conformidad.

El estándar IEC 61850 (Redes de comunicación y sistemas en Subestaciones) está compuesto de las siguientes partes:

IEC 61850-1 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 1: Introducción y revisión. La primera parte muestra una corta revisión e introducción acerca del estándar incluyendo historia, logros, conceptos básicos y la estructura del documento.

IEC 61850-2 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 2: Glosario. El estándar utiliza términos de diferentes áreas (de automatización de subestaciones, información de tecnología y comunicación).

IEC 61850-3 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 3: Requerimientos generales. Los dispositivos del SAS y de su sistema de comunicación se encuentran situados en un ambiente hostil. Todos los estándares aplicables para cumplir con los requerimientos generales en Subestaciones, se encuentran en la parte 3.

IEC 61850-4 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 4: Manejo del sistema y del proyecto. Para aumentar la confianza entre los proveedores y los usuarios del SAS y sus comunicaciones, se hacen necesarias reglas para el manejo del sistema y el proyecto. En la parte 4 están expuestas recomendaciones en este sentido.

IEC 61850-5 Redes de comunicación y sistemas en Subestaciones – Parte 5: Requerimientos de comunicación para modelos de funciones y dispositivos. Las comunicaciones en la Subestación se guían de acuerdo a la tecnología aplicada, pero su único propósito es soportar todas las funciones a ser ejecutadas en la Subestación. Por ello, muchos requerimientos se generan por estas funciones (desde el dominio de la Automatización de la Subestación). Todos estos requerimientos se definen en la parte 5.

IEC 61850-6 Redes de comunicación y sistemas en Subestaciones – Parte 6: Descripción del lenguaje de comunicación para la comunicación en Subestaciones eléctricas relacionadas con IED's. La dificultad de la interoperatividad es que dispositivos de diferentes proveedores tienen que ser combinados en un mismo sistema por medio de otro sistema integrador con sus herramientas de ingeniería dedicadas. Además, el sistema completo, con sus dispositivos de ingeniería y enlaces de comunicación tiene que ser descrito de una manera formal en el proceso de ingeniería. El XML basado en el Lenguaje de descripción de Configuración de la Subestación (SCL) para el sistema sumiso IEC 61850 esta estandarizado en la parte 6.

IEC 61850-7-1 Redes de comunicación y sistemas en Subestaciones – Parte 7-1: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de

alimentación. Modelos y principios. La parte 7 (basada en los requerimientos de la parte 5) define el objeto orientado a los modelos de datos y servicios necesarios en Subestaciones. La parte 7-1 da una introducción a los principios de modelamiento.

IEC 61850-7-2 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 7-2: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de alimentación. Interfase para el servicio de comunicación abstracta (ACSI). Para la interoperatividad, no solo los datos deben estar estandarizados, sino que también deben estarlo los accesos a estos datos (servicios). En la parte 7-2 todos los servicios específicos de dominio y generales están definidos.

IEC 61850-7-3 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 7-3: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de alimentación. Clases de datos comunes. La parte 7-3 combina todas las características de los datos comunes con las clases comunes a ser utilizadas en la parte 7-4. Esta combinación facilita la revisión del usuario y la implementación del software de ingeniería.

IEC 61850-7-4 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 7-4: Estructura de comunicación básica para comunicaciones y equipos de alimentación. Clases de datos y Nodos lógicos compatibles. La parte 7-4 muestra el contenido de los datos estandarizados a ser intercambiados en la Subestación. Se utiliza términos muy conocidos para cualquier operador de una Subestación. El usuario puede revisar todos los términos que él necesite. Existen reglas de extensión que muestran cómo superar los límites de la aplicación.

IEC 61850-8-1 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 8-1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Mapeo de MMS (ISO/IEC 9506 Parte 1 y Parte 2) y de ISO/IEC 8802-3. El modelo abstracto de datos y servicios tiene que ser realizado por el nivel de aplicación de la pila de comunicación. La parte 8-1 especifica el mapeo de los servicios comunes entre el

cliente (HMI en la mayoría) y el servidor (IED) y de la comunicación de los Eventos en la Subestación Orientados a Objetos Genéricos (GOOSE) entre dispositivos (IED's).

IEC 61850-9-1 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 9-1: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Valores muestreados a través del enlace serial unidireccional, multipunto, punto-a-punto. La parte 9-1 especifica el mapeo de muestras analógicas a través del enlace serial unidireccional, multipunto, punto-a-punto (comunicación serial entre transductores de voltaje o corriente y unidades de bahía, por ejemplo, para tareas de protección).

IEC 61850-9-2 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 9-2: Mapeo del servicio específico de comunicación (SCSM). Valores muestreados a través del ISO/IEC 8802-3. La parte 9-2 especifica el mapeo de muestras analógicas a través del enlace serial, tipo bus, bi-direccional. Como un adicional a la parte 8-1, esto permite el uso múltiple de los datos, el cambio de parámetros de los transductores electrónicos y la transmisión de la supervisión de los datos y comandos.

IEC 61850-10 Redes de comunicación y sistemas en subestaciones – Parte 10: Pruebas de conformidad. De acuerdo al estándar global IEC 61850, para garantizar la interoperatividad entre todos los proveedores y para minimizar los riesgos en la integración de sistemas, el estándar tiene que ser probado de la misma manera en todo el mundo. Por esto, las pruebas de conformidad están estandarizadas en la parte 10.

Los principales beneficios de este estándar se deben a que el IEC 61850 es un:

- ? sistema global estándar para la interoperatividad entre dispositivos de varios proveedores que son instalados en una Subestación. Esto permite optimizar la selección de dispositivos para aplicaciones dedicadas y beneficiará a la competencia.

- ? estándar de futuras prueba debido a la separación entre el modelo de aplicación y la pila de comunicación. Esto permite modificar y extender la aplicación (datos y funciones) sin manipular la pila de comunicación. De la misma manera, cualquier actualización de la pila de comunicación, que esté dentro de la tecnología de comunicación aplicada, no tendrá ningún impacto en las funciones o bases de datos.
- ? estándar comprensivo para todas las funciones en Subestaciones, incluyendo extensiones funcionales. Esto permite llegar a todo tipo de Subestaciones y asociar los SAS con los requerimientos que se necesiten.
- ? estándar con un lenguaje estandarizado y comprensivo para la Descripción de la Configuración de una Subestación (SCL). Esto facilita las labores de ingeniería y mantenimiento de los SAS.

Arquitectura del protocolo

Los Niveles ó Capas del modelo OSI permiten una rápida adaptación a los cambios en las nuevas tecnologías de comunicación. Estos niveles, tal y como están definidos, no son los mejores para los propósitos de estandarización, por lo que deben ser re-definidos para ejecutar las propiedades comunes de conexión.

Para permitir la estandarización en grandes términos, la aproximación que debe ser tomada por IEC 61850 es que las aplicaciones de dominio específico (modelo de objeto, servicios) estén desacopladas desde la pila de comunicación.

Esto permitirá que siempre se pueda implementar nuevas tecnologías de comunicación; actualmente la pila con MMS/TCP/IP/Ethernet con Nivel físico óptico es la señalada.

Se debe tomar en cuenta que el mapeo hacia toda la pila es utilizado únicamente para conexiones Cliente-Servidor. Para comunicaciones en tiempo crítico (Eventos en Sistemas Orientados a Objetos Genéricos, GOOSE, como bloqueos e indicaciones automáticas) los mensajes son mapeados directamente al Nivel de Enlace Ethernet.

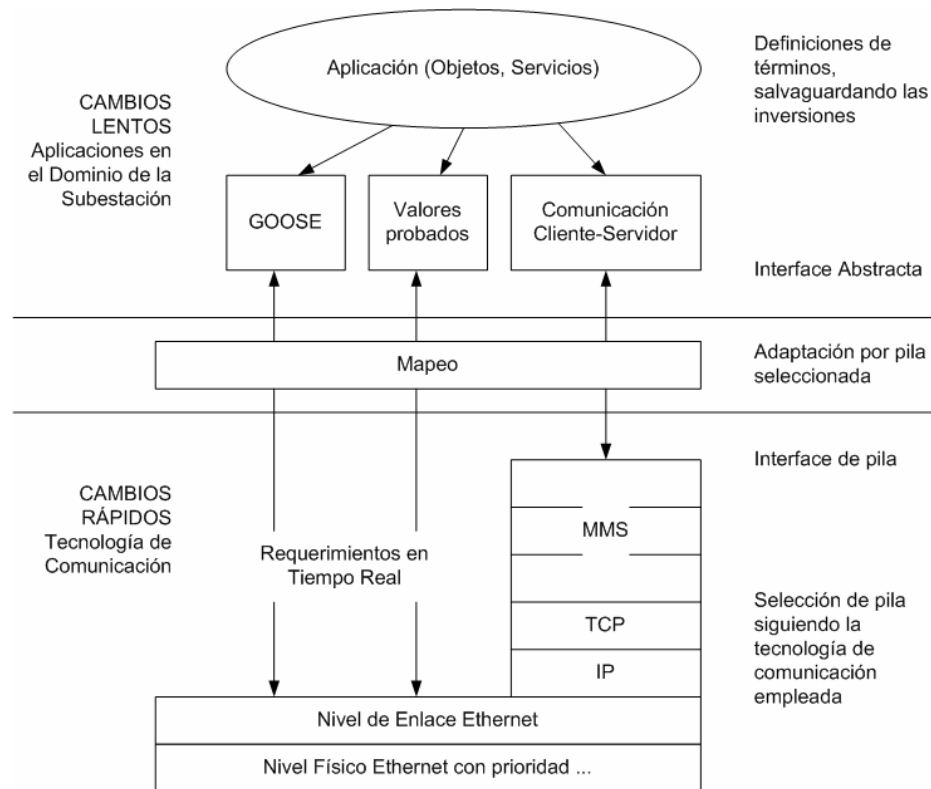


Figura 4-4. Aproximación del IEC 61850

El beneficio de desacoplar las aplicaciones es que todas las inversiones estén salvaguardadas, como el modelo objeto y los servicios correlacionados no tienen que ser cambiados si la comunicación es cambiada, únicamente el mapeo de los datos y servicios hacia la pila tiene que ser adaptado.

Niveles de implementación

Nivel 1: La comunicación entre los controladores de bahía, relés de medición y de protección, se hace posible con este estándar por medio de RIO's y PISA's.

Nivel 2: Por medio de este estándar, las comunicaciones entre los niveles de proceso, de bahía y estación se simplifican al utilizar modelos de datos, nodos lógicos sobre plataformas sencillas.

Nivel 3: La adopción de este protocolo en niveles externos a la Subestación se ha visto truncada debido a que los equipos de comunicación (Módems, Gateways) siguen adoptando estándares similares a los protocolos de su propiedad.

4. COMPARACIÓN ENTRE PROTOCOLOS

La Tabla 4.1 muestra una comparación entre los protocolos anteriormente analizados y sus principales características, de acuerdo a las necesidades y requerimientos de un SAS:

Características	Protocolos		
	DNP 3.0	UCA 2.0	IEC 61850
Capas del Modelo OSI	Aplicación Transporte Enlace Físico	Aplicación Red Enlace Físico	Aplicación Enlace Físico
Comunicación	RS 232 RS485 V23 FSK	Ethernet (LAN) TCP/IP	RS 232 RS 485 TCP/IP Ethernet
Interconectividad	Alta	Alta	Muy Alta
Tipo	Propietario Abierto	No propietario	No propietario
Capacidad de actualización	Media	Media	Alta
Comunicación Centro de Control	☞	☞	
Comunicación Nivel de Estación	☞	☞	
Comunicación Nivel de Bahía	☞	☞	☞
Comunicación Nivel de Proceso	☞		☞
Capacidad Plug & Play		☞	☞
Respuestas no solicitadas	☞	☞	☞
Reportes Por excepción	☞		☞
Documentación	Alta	Alta	Alta

Tabla 4- 1. Comparación de protocolos

CAPÍTULO V

SISTEMAS DE MONITOREO Y CONTROL DE ENERGÍA

Este capítulo habla sobre los sistemas de control y monitoreo de Subestaciones instalados remotamente. Además se explica sus principales características y las posibles configuraciones en sus estructuras.

1. MONITOREO DEL SAS

Diferentes niveles de monitoreo

El SAS o cualquier sistema de monitoreo dedicado supervisan los fenómenos en la red de energía y los respectivos equipos de patio. Estos fenómenos requieren de una respuesta rápida para la protección o para las tareas automáticas o acciones del operador.

La pérdida del SAS puede tener un duro impacto en la operación del sistema de energía. Lo mismo que se puede extender a los sistemas de control y manejo de la red. La degradación del sistema de monitoreo puede afectar a las evaluaciones y provocar otro tipo de problemas.

Es posible duplicar componentes altamente sensitivos para evitar que una simple falla bloquee la función del sistema completo. Pero se debe tomar en cuenta que la redundancia de los equipos representa un costo adicional.

Todos los sistemas deben ser supervisados cuidadosamente para detectar cualquier degradación en el tiempo.

Auto-supervisión de dispositivos

Cada IED posee muchos componentes de interacción. El diseño debe ser realizado de tal manera que todos los componentes tengan un alto MTTF y el arreglo completo no sea sensitivo a interferencias electromagnéticas.

La confiabilidad y la redundancia en las fuentes de energía contribuyen a robustecer los IED's.

1. SISTEMAS SCADA

Un sistema SCADA es el equipamiento que provee al operador, ubicado remotamente en un Centro de Control, de la suficiente información para determinar el estado de una unidad (generador, transformador) o Subestación, con la posibilidad de enviar comandos.

Generalidades de los SCADA

Funciones del SCADA

Un SCADA instalado en un Centro de Control o de monitoreo realiza las siguientes funciones:

- ? Funciones tradicionales de supervisión y adquisición de datos en tiempo real.
- ? Ejecución remota de comandos:
 - o Abrir o cerrar interruptores
 - o Abrir o cerrar seccionadores motorizados
 - o Bajar o subir taps de transformadores
 - o Bajar o subir potencia de generación

Objetivos del SCADA

- ? Proveer a los operadores la suficiente información y capacidad de control para operar un sistema eléctrico de forma rápida, segura y económica.
- ? Almacenamiento de datos.
- ? Análisis de datos históricos.
- ? Funciones de control.
- ? Realización de reportes.
- ? Almacena, presenta la información y permite el control de los equipos electrónicos.

Configuraciones de un SCADA

Una estación maestra – una terminal remota

Se usa en instalaciones especiales como es el caso de una central de generación.

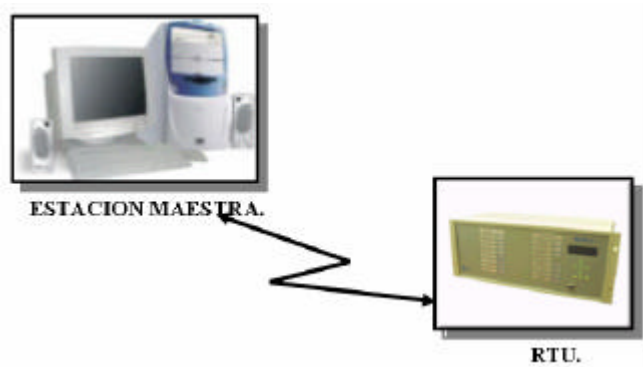


Figura 5-1. Configuración una Estación Maestra – una RTU

Una estación maestra – múltiples estaciones remotas

La configuración más usual es tener una estación maestra para recibir los datos y ejercer control sobre las RTU's ubicadas remotamente.



Figura 5-2. Configuración una Estación Maestra – varias RTU's

Múltiples estaciones maestras – múltiples terminales remotas

Esta configuración es usual en grandes sistemas eléctricos donde se disponen de varios Centros de Control en los diversos niveles jerárquicos. Estos Centros de Control requieren comunicarse entre ellos.

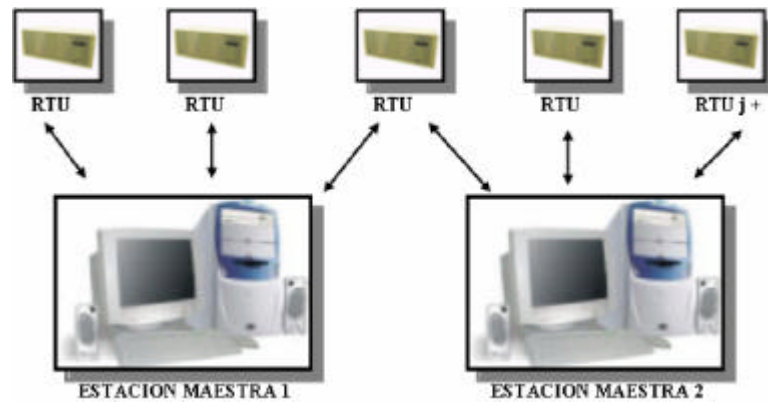


Figura 5-3. Configuración varias estaciones maestras – varias RTU's

CAPÍTULO VI

APLICACIONES EN EL ECUADOR

En este capítulo se encontrará información respectiva a tres Sistemas de Automatización de Subestaciones instalados en el Ecuador. El primero (Sistema PSCN 3020), de tendencia europea, funciona en las Subestaciones de Pomasqui, Salitral, Milagro, Santa Rosa, Pascuales y Quevedo; el segundo (SICAM PAS), de tendencia americana, ha sido instalado en la Subestación de Machala; y el tercero (SCS), de tendencia europea, ha sido instalado en la Subestación San Idelfonso. Se detalla sus principales componentes y sus características, así como la arquitectura utilizada en cada uno.

1. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES PSCN3020

Definiciones

El Sistema PSCN3020 es un SAS instalado en 6 Subestaciones de TRANSELECTRIC (Milagro, Santa Rosa, Pomasqui, Pascuales, Quevedo y Salitral). Este sistema se divide en tres niveles jerárquicos:

Nivel 1: El nivel de los dispositivos de control, protección y medición: controladores de bahía con IED's asociados.

Nivel 2: El nivel de la Subestación: HMI de la Subestación

Nivel 3: El nivel superior

Los Niveles 2 y 3 son idénticos para los seis sistemas. TRANSELECTRIC cuenta con dos tipos distintos de este sistema:

Sistemas PSCN3020 para Subestaciones nuevas: Es el caso del sistema PSCN3020 de la subestación POMASQUI.

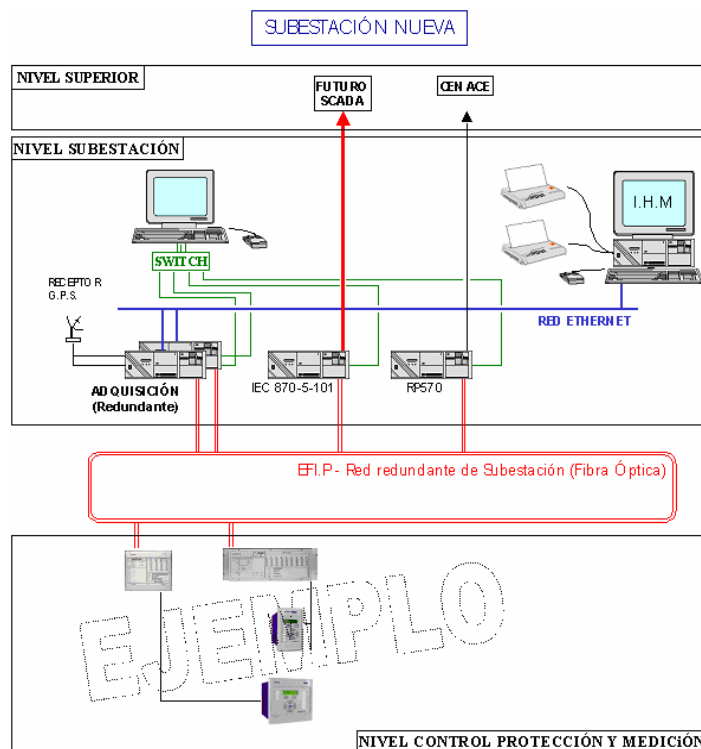


Figura 6- 1. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones nuevas de TRANSELECTRIC

Sistemas PSCN3020 para Subestaciones ya construidas: Es el caso de los sistemas PSCN3020 de las subestaciones MILAGRO, SANTA ROSA, PASCUALES, QUEVEDO y SALITRAL

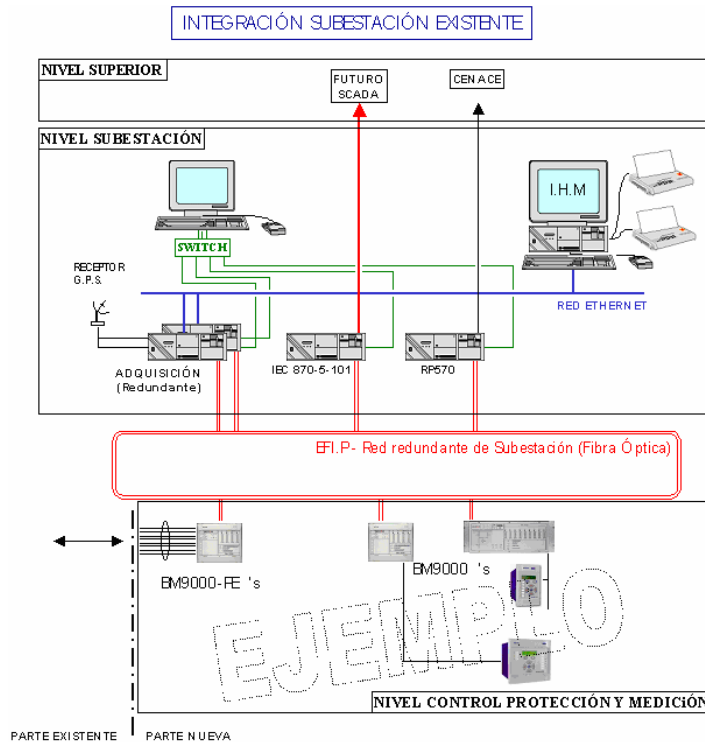


Figura 6- 2. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones Existentes de TRANSELECTRIC

Los equipos utilizados en estos sistemas son los siguientes:



Bay Module BM9200 o BM9000-PE



Bay Module BM9100 o BM9000-PE



Relé de Protección MiCOM (ALSTOM)



Medidor Funcional MiCOM (ALSTOM)



Medidor de Facturación

Arquitectura y Comunicación entre Niveles Jerárquicos

La comunicación entre los Niveles Jerárquicos se la realiza por medio de fibra óptica, es decir:

- ? Tanto para la comunicación entre el Nivel de Control y el Nivel de Subestación, como para la comunicación entre el Nivel de Control y los Gateways el medio de comunicación es la fibra óptica.
- ? Para la comunicación con el CENACE y el CCT se utiliza el puerto RS-232 de las computadoras.

Nivel 1: Control / Protección y Medición

El Nivel 1 es el mas bajo en la jerarquía y corresponde a los controladores de las bahías de la Subestación junto con los IED's. De manera general, este nivel comprende los siguientes equipos:

1. Módulo de bahía BM9000. Se encarga de las siguientes tareas:
 - ? Interface cableada con el proceso (entradas / salidas digitales, entradas análogas),
 - Interface numérica con los relés de protección y los medidores,
 - ? Ejecución de los controles mandados por los equipos de nivel superior,
 - Ejecución de automatismos y enclavamientos.
2. Relés de protección. Están encargados de:
 - Interface numérica con los BM9000
3. Medidores funcionales. Que realizan:
 - Interface numérica con los BM9000
4. Medidores de tarifación. Su función es:
 - Interface directa con el nivel de la subestación. Los BM9000 no se enlazan con los medidores de facturación. Las energías son adquiridas por pulso (contadores) y son convertidas por el BM9000 en valores análogos para el resto del sistema.

Generalmente, los relés de protección y los medidores funcionales pertenecen a la familia de los IED's, esto significa que estos equipos tienen la posibilidad de comunicarse con otro equipo (en este caso el BM9000) usando un puerto de comunicación serial. Para la comunicación interna entre los equipos del nivel de control / protección y medición: se usa una conexión serial RS485.

Nivel 2: Control y Monitoreo de la Subestación

Este Nivel está compuesto de los siguientes elementos:

1. Computadora central de adquisición: computadora industrial redundante, es decir dos computadoras industriales idénticas, con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema.
2. Computadora de traducción de protocolo o Gateway para enlace con el nivel superior:
 - ? una computadora para enlace con el futuro Centro de Control TRANSELECTRIC (con protocolo IEC-870-5-101)
 - ? una computadora para enlace con el CENACE (con protocolo RP-570).
3. Computadora de HMI que representa el punto de control y monitoreo de la Subestación.

La conexión entre las computadoras centrales, las computadoras de traducción de protocolo, y los equipos de nivel 1 se realiza mediante fibra óptica. La conexión entre las computadoras centrales de adquisición y la del HMI se realiza mediante cable RJ45, con protocolo Ethernet TCP/IP.

Nivel 3: Superior

En este Nivel, por una parte, el sistema se conecta al actual CENACE, con el protocolo RP-570 y, por otra parte, el sistema se conecta al futuro CCT de TRANSELECTRIC.

Cada elemento del Nivel Superior se conecta al sistema PSCN3020 a través de su propia computadora de traducción de protocolo. El hecho de tener dos computadoras “gateways” independientes aumenta la disponibilidad del sistema.

Arquitecturas de cada sistema

A continuación se presentan en detalle los diversos equipos involucrados en cada uno de las 6 Subestaciones, en función de los niveles jerárquicos. La arquitectura típica del sistema de control PSCN3020 responde a una arquitectura distribuida. De los seis sistemas, cinco deben integrar un sistema existente .

Nivel 1: Control, Protección y Medición

Para este Nivel, cada sistema se adapta a la configuración de la Subestación y entonces tiene su propia configuración y arquitectura.

Módulo de Bahía

Los módulos de Bahía ejecutan la adquisición de datos digitales y analógicos y controlan elementos de la Subestación (interruptores, seccionadores y puesta a tierra, relés de protección, según la configuración de la Subestación). Estos asumen también el manejo de la comunicación con los relés de protección y la ejecución de los automatismos y enclavamientos.

A. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones nuevas

Sistema POMASQUI

El sistema cuenta con BM9100 y BM9200 conectados con relés de protección para el control y la supervisión de la subestación POMASQUI (230kV y 138kV).

Las medidas de energía son adquiridas para información del operador al nivel del HMI del PSCN3020, o los niveles del CENACE y del SCADA.

Los valores acumulados se convierten en el PSCN en valores análogos para ser enviados al CENACE vía protocolo RP-570 como una variable.

B. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones ya construidas

Para las Subestaciones MILAGRO, SANTA ROSA, PASCUALES, QUEVEDO y SALITRAL.

Interface con el sistema existente

En este sistema se provee varios BM9000 para integrar la información de la Subestación existente, y permitir el control y la supervisión de dicha Subestación desde el HMI del PSCN3020.

A continuación estos BM9000, se llamarán BM9000-PE (Parte Existente) para distinguirlos de los BM9000 de la parte nueva.

Los valores de energía de la Subestación existente son adquiridos por la RTU existente y enviados directamente al CENACE, sin conexión con el sistema PSCN3020. Esta RTU de la Subestación existente no está inter-conectada al sistema PSCN3020.

La información adquirida por los BM9000-PE es la siguiente:

- ? Estado de los dispositivos de campo (interruptores, seccionadores)
- ? Alarmas de las protecciones de línea
- ? Alarmas del transformador
- ? Voltaje de barra, frecuencia
- ? Potencia activa y reactiva de las líneas y transformadores.

Los BM9000-PE envían la información digital adquirida al HMI del PSCN3020, a los gateways y a los demás BM9000 del PSCN3020 para actualizar los enclavamientos.

Niveles 2 y 3: Nivel de Subestación y Nivel Superior

El Nivel de Subestación está compuesto de:

- ? Una computadora para el HMI
- ? Una computadora central redundante, es decir dos computadoras industriales de adquisición idénticas.
- ? Dos gateways
- ? Un set <monitor / teclado / mouse> para las computadoras de adquisición y los gateways. El set se conecta a cada una de esas 4 computadoras mediante un switch.

El Nivel Superior (futuro CCT y CENACE) posee una computadora de traducción (o “gateway”) de protocolo para enlace con el futuro CCT vía el protocolo IEC-870-5-101 y un gateway para enlace con el CENACE vía el protocolo RP-570. Los protocolos siguen el principio maestro / esclavo, donde el futuro CCT y el CENACE son los maestros y las computadoras gateways del PSCN3020 son los esclavos.

A. HMI de la Subestación

Computadora del HMI

El HMI cumple las funciones de supervisión, control y monitoreo de la Subestación. Esta computadora realiza, junto a las dos computadoras de adquisición, la estructura básica del sistema de redundancia (Hot standby) en el Nivel de Subestación.

Computadora de Adquisición

La computadora de adquisición es redundante, es decir, que son dos computadoras industriales idénticas, que cumplen con las funciones de adquisición de datos de la Subestación.

B. Sincronización

La sincronización del sistema PSCN3020 se efectúa con un reloj GPS. El receptor GPS (reloj) manda la señal de sincronización recibida a la computadora de adquisición, la cual sincroniza los equipos de la red óptica a partir de esta referencia de tiempo absoluto. Todos los módulos BM9000 y BM9000-PE reciben la sincronización de tiempo cada segundo desde el anillo óptico de subestación EFI.P (mensaje de tipo broadcast). Una vez recibido el mensaje, cada BM9000 transmite la sincronización a todos sus relés conectados en la red de protección. La fecha y hora de los eventos directamente adquiridos por el BM9000 tiene una precisión de 1 milisegundo.

C. Gateway

Se utilizan dos gateways para la comunicación con los centros de despacho. Los protocolos usados son el IEC-870-5-101 para el enlace con el futuro CCT y RP-570 para el enlace con el CENACE. El modo de operación de este Gateway se detalla en el Anexo 2.

D. Switch con un set Monitor / Teclado / Mouse

Las computadoras de adquisición, y las computadoras Gateway arrancan automáticamente por lo que no necesitan los periféricos de base (teclado, monitor y mouse). Sin embargo, para facilitar las necesidades de instalación y mantenimiento, se provee un set completo conectado a las 4 computadoras antes mencionadas mediante un switch de selección.

Especificaciones de los BM9000 e IED's

Los protocolos de comunicación que se manejan son:

- ? KBUS (COURIER) para los P442, M301, KBCH.
- MODBUS RTU para los M301, MX3DVZ, P126 y P127.

Los BM9000-PE no tienen protocolo de comunicación serie, ya que la supervisión y el control de la subestación existente se hace mediante entradas y salidas cableadas.

Sistema de comunicación y Supervisión

El sistema PSCN3020 sigue dos principios básicos: la comunicación en red y la distribución de los datos. La arquitectura del sistema tiene tres niveles de comunicación descritos a continuación:

Red de protección, cerca del proceso eléctrico. Su objetivo es la comunicación entre los IED's y los BM9000 correspondientes.

Red primaria, basada en un anillo doble EFI.P. Su objetivo es la comunicación entre los módulos BM9000 y las máquinas de monitoreo y de control (las 2 PC de adquisición redundantes y los gateways).

Enlace superior para la transmisión de los datos entre los puntos de control: de las PC de adquisición al HMI, y de los dos gateways al sistema remoto (CCT y/o CENACE).

1.4.1. Red de protección: comunicación con los IED's

Generalidades

La red de comunicación entre los módulos BM9000 y los IED's permite monitorear y configurar los relés de protección desde los siguientes puntos de control:

- ? El módulo BM9000 correspondiente
- ? Cualquier otro equipo en el anillo EFI.P (otro BM9000, PC de adquisición, Gateway)
- ? Cualquier máquina del HMI, conectada a las PC de adquisición (con red Ethernet).

Las características de la red de protección se configuran en el módulo BM9000. Es decir de un lado las características propias, tal como paridad, velocidad y del otro lado las direcciones de los relés conectados. En fin, los datos específicos del relé se deben configurar en el BM9000 para estar tomados en cuenta, enviados a los puntos de control, y desplegados para el operador (por ejemplo, las alarmas de operación del relé que requiere el usuario).

Los datos adquiridos en la red de protección están disponibles en el anillo EFI.P. Cada equipo conectado en anillo puede disponer de estos datos. El sistema PSCN3020 acepta cuatro tipos de red de protección (MODBUS, Kbus, IEC 60870-5-103 y OPNBUS). Los protocolos retenidos para la conexión BM9000 / IED en el caso de las seis Subestaciones de TRANSELECTRIC son: Kbus y MODBUS.

Operación

Al nivel del módulo BM9000, las mediciones análogas se deben configurar. El módulo BM9000 adquiere los valores de los relés periódicamente. La periodicidad depende del número de relés conectados al BM9000 y del número de mediciones análogas configuradas. El módulo BM9000 sincroniza los relés con la fecha GPS enviada por las computadoras de adquisición. Se puede configurar los relés de protección desde los módulos BM9000, con el software de comunicación apropiado, o desde el HMI conectado a los PC's de adquisición.

1.4.2. Red Primaria

El anillo EFI.P presenta las siguientes características:

- ? Inmunidad a interferencias electromagnéticas gracias a la fibra óptica entre los diferentes equipos
- ? Redundancia
- ? Velocidad de transmisión a 3.5 Mbps
- ? Distancia máxima hasta 20 kilómetros, dependiendo del número de equipos (computadoras, BM9000, protecciones) configurados en el sistema.

El funcionamiento y características del anillo EFI.P se detallan en el Anexo 3. Para estas 6 Subestaciones de TRANSELECTRIC, los dispositivos conectados en el anillo EFI.P son:

- Bay Module (con su propia tarjeta de comunicación EFI.P)
- Dos Computadoras de Adquisición con la tarjeta de comunicación “ICMH_PC”. Una tarjeta está ubicada en cada computadora.
- Dos Gateways con la misma tarjeta ICMH_PC

2. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES SICAM PAS

2.1. Descripción del Sistema y principio de funcionamiento

El sistema de control y supervisión SICAM PAS está especialmente diseñado para la automatización de sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de potencia, cumpliendo con tareas de supervisión, control local y remoto, enclavamientos, conexión con BCU's (Unidades de Control de Bahía) y BPU's (Unidades de Protección de Bahía, relé), y telecomunicación, entre otros.

2.1.1. Generalidades

El sistema de Control Digital para la Automatización de Subestaciones de SIEMENS (SICAM PAS) está compuesto por los siguientes sistemas:

- ? Unidad de Control de Subestación SICAM PAS SU, que consiste en la plataforma de hardware del sistema basada en un computador tipo industrial con sistema operacional Windows XP, provisto con dos tarjetas CP5613 para comunicación con los IED's a través del protocolo PROFIBUS FMS, un puerto ETHERNET para la conexión a la LAN de la Subestación y puertos seriales para la conexión con el CENACE o el CCT. Para la Subestación Machala de TRANSELECTRIC se utiliza un sistema redundante HOT / HOT conformado por dos SICAM PAS SU igualmente equipados.

- ? IED's dentro de los cuales están los controladores de bahía 6MD66 (BCU's), y los relés de protección SIPROTEC 4 (BPU's).
- ? Estación de trabajo para el HMI basada en un computador PC estándar con sistema operacional Windows XP.
- ? LAN de subestación en cable TP (ETHERNET)
- ? LAN de campo en anillo redundante de fibra óptica (PROFIBUS FMS)
- ? Software de control SICAM PAS "Full Server" el cual conforma la plataforma de software para la configuración y operación del sistema de control.
- ? Software de visualización y control SICAM PAS CC
- ? Módulo de sincronización de tiempo encargado de realizar la sincronización de tiempo de los diferentes componentes del sistema.

2.1.2. Estructura del Sistema

Las señales provenientes de los equipos de patio, como seccionadores, interruptores, alarmas de los equipos, corrientes y voltajes son cableadas a las unidades de bahía 6MD66 las cuales cuentan con 35 entradas digitales DI, 22 salidas de comandos CO, 3 entradas directas de CT's y 4 entradas directas de PT's; adicionalmente cuenta con un Display de cristal líquido para supervisar los equipos, medidas y eventos y por otra parte poder comandar a ese nivel los equipos de patio con los enclavamientos respectivos.

Adicionalmente para cada bahía existe un esquema de protecciones con equipos SIPROTEC4 que al igual que a las BCU le son cableadas las señales provenientes de los equipos de patio, corrientes y voltajes.

Como equipo central del sistema de control se encuentran las Unidades de Control de Subestación SICAM PAS SU, las cuales mediante el software SICAM PAS Full Server son las encargadas del manejo central de la información. Con el fin de dar una mayor disponibilidad al sistema, para el presente proyecto se utilizará un sistema de Unidades de Subestación en configuración redundante HOT / HOT. Esto significa que ambos sistemas están activos adquiriendo y procesando información permanentemente, pero solo uno posee la operación

sobre la Subestación. Ante la falla de una unidad, la operación sobre la Subestación se conmuta de forma automática sobre la otra unidad. Las Unidades de Control de Subestación SICAM PAS SU se integran a la red LAN de la subestación mediante un enlace eléctrico en protocolo ETHERNET.

Para llevar la información de cada BCU y BPU a las Unidades de Control de Subestación se utiliza el protocolo PROFIBUS FMS y como medio físico se dispondrá de un anillo de fibra óptica redundante entre los IED's y las SICAM PAS SU lográndose un alto grado de disponibilidad, ya que con la eventual falla de un camino de fibra óptica aún permanece la conexión por el otro enlace. El anillo redundante se integra a cada Unidad de Control a través de un acoplador eléctrico – óptico (OLM). Para optimizar las comunicaciones se dispondrá de 2 anillos de fibra óptica, el primero integrará los BCU's y los BPU's de 69 kV y los servicios auxiliares. El segundo anillo de fibra óptica integrará los BCU's y los BPU's de 138 kV y 230 kV. Las unidades de bahía 6MD66 cuentan con otro puerto –llamado “Interbay Interface”- el cual permite el intercambio de datos entre las BCUs en forma independiente del nivel superior, es decir, sin considerar el estado en el que se encuentren las SICAM PAS SU o la red de fibra óptica. De esta forma, pueden operarse todos los equipos de una bahía con la correspondiente verificación de enclavamientos.

Para la sincronización del tiempo se instala un sistema GPS, el cual sincroniza directamente las Unidades de Control de Subestación SICAM PAS SU, las unidades de bahía y los relés de protección. De esta forma se garantiza la resolución de 1 ms para el estampado de tiempo de los eventos y alarmas. Para la operación local de la subestación se cuenta con una estación de trabajo (HMI) desde la cual es posible realizar la visualización y operación de toda la subestación de una forma segura. Esta operación se realiza mediante el software SICAM PAS CC. La estación se integra al sistema de control mediante la conexión a la red LAN de la subestación.

Cada SICAM PAS SU cuenta con dos puertos seriales RS232 para la transmisión de datos en protocolo estándar IEC-870-5-101 hacia los diferentes centros de control.

Para la redundancia del sistema de control SICAM PAS HOT-HOT se empleará una conexión ETHERNET directa adicional entre los dos SICAM PAS SU. Junto con ella se utilizara una lógica que permita la supervisión continua del funcionamiento de cada SICAM PAS SU, así en el momento que exista una falla relevante en el SICAM PAS SU Maestro, el sistema conmutara de forma automática al SICAM PAS SU Esclavo.

Se debe aclarar que los dos SICAM PAS SU están en capacidad de asumir los dos roles en todo momento, pero únicamente uno de los tiene el control de la subestación y el envío de información hacia los centros de control.

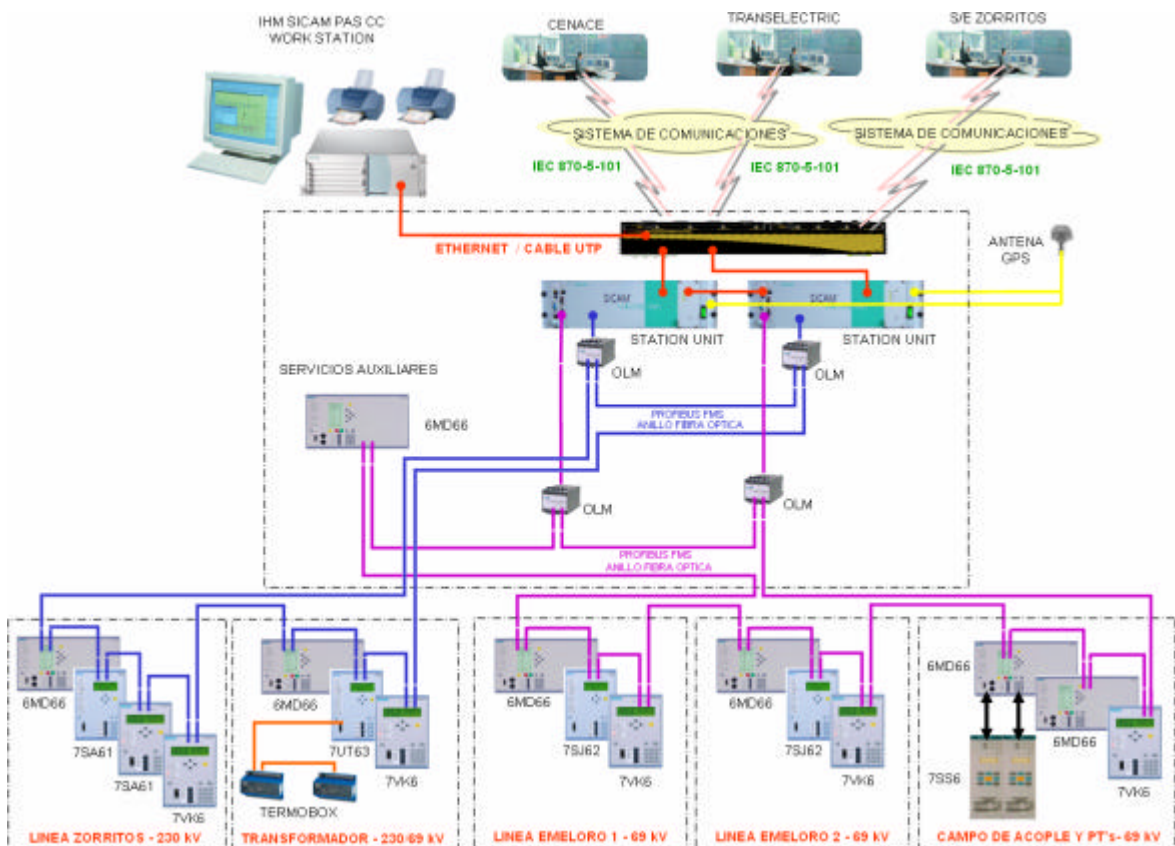


Figura 6- 3. Arquitectura del Sistema SICAM PAS (Subestación Machala)

2.2. Controladores de Bahía

El controlador de bahía 6MD662 tiene capacidad para 35 entradas binarias, 22 salidas de relé, 3 entradas de corriente, 4 entradas de tensión y 2 entradas de transductor (20mA). Posee interfaz gráfica de cristal líquido y teclado de operación en el panel frontal de la unidad. Se comunica con el sistema mediante conexión en anillo doble de fibra óptica, utilizando el protocolo PROFIBUS FMS.

2.2.1. Características particulares

Adquisición de datos

A los controladores son cableados los contactos auxiliares, las bobinas de disparo y las señales de PT's y CT's que vienen de patio, sin la necesidad de utilizar transductores de medida. Las unidades son independientes una de otra y su operación no se afecta por cualquier falla ocurrida en el nivel de ESTACIÓN o en cualquier otra celda. Los controladores de bahía recogen constantemente información y llevan a cabo el pre-procesamiento de los estados, alarmas y valores análogos de los equipos de patio. La información preprocesada se transmite al Controlador de Subestación para el posterior procesamiento y transmisión al CENACE o al CCT. De igual manera, permiten la salida de comandos dados por el operador del CCT y localmente desde el teclado en el propio controlador de bahía.

Puerto de comunicación con el sistema

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

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

Buffer de datos

Se cuenta con un buffer de 200 eventos en cada controlador de bahía. Este buffer es tipo FIFO, y almacena los últimos 200 eventos. Los datos adquiridos son enviados inmediatamente al sistema de control SICAM PAS, en donde pueden almacenarse en mayor cantidad. El buffer puede ser consultado en cualquier momento a través del panel frontal del controlador. Allí se pueden consultar los últimos 200 eventos con una resolución de 1ms.

2.2.2. Bus entre bahías

Los controladores de bahía cuentan adicionalmente con un puerto de comunicación exclusiva con otros controladores. El medio físico a través del cual se establece esta comunicación es una red RS485. A través de este bus de celdas se comparte información predeterminada entre un controlador y otro, de forma que información relevante para los enclavamientos de una celda provenientes de otra celda no tenga que ser cableada sino a una de ellas.

2.2.3. Tareas

Las tareas generales cubren los siguientes aspectos:

- ? Liberación de comandos
- ? Adquisición de eventos con una resolución de 1 ms, estados provenientes de los relés auxiliares, alarmas provenientes directamente de la Subestación como presión de gas y alarmas provenientes de los relés de protección que no cuentan con interfaz serial.
- ? Recepción de valores análogos y de energía.
- ? Seguimiento a la ejecución de un comando, tiempo de operación del

interruptor.

- ? Pre-procesamiento de la información, tal como filtrado, supervisión de límites de valores análogos.
- ? Despliegue de valores análogos e información de estados de equipos.
- ? Comunicación con la estación maestra a través de la interfaz serial.
- ? Comunicación con otros controladores de bahía a través del bus entre celdas.
- ? Cálculo de valores de medida derivados, potencia activa y potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia.
- ? Capacidad de operación independiente del Controlador de Subestación
- ? Almacenamiento de los últimos 200 eventos y alarmas con stampa de tiempo.

2.3. Comunicación con el Centro de Control

Esta comunicación es realizada mediante el protocolo de comunicación IEC60870-5-101. Físicamente el canal de comunicaciones del controlador de Subestación que se utiliza con este fin es uno de los conectores RS232 de cada SICAM PAS SU, el cual está conectado mediante cable eléctrico al equipo de comunicaciones. La velocidad de comunicación para este caso puede ser parametrizada libremente entre 100 bps y 56 kbps, dependiendo de las posibilidades del equipo de comunicación. Para la conexión con el CENACE, un segundo puerto de RS232 de cada SICAM PAS SU, se conecta inicialmente a un modulo de conversión para la generación del protocolo RP570 y de este equipo al equipo de comunicaciones.

3. SISTEMA DE CONTROL SCS

Es el conjunto de hardware y software que permiten disponer de una interfase entre el operador y la Subestación San Idelfonso: todas las funciones de monitoreo, control y protección están disponibles y son accesibles por parte del operador. Para esto se dispone de una consola de trabajo que consta de un monitor, un teclado y un *mouse*, y el software MicroScada. Las funciones y características del sistema de control son:

- ? Control y supervisión de seccionadores e interruptores.
- ? Interbloqueo a nivel de bahía y de subestación.
- ? Secuencias automáticas de operación.
- ? Mediciones de corriente, voltaje, frecuencia y potencia.
- ? Despliegue de alarmas, almacenamiento y evaluación de eventos y medidas.
- ? Protección de las líneas de transmisión.
- ? Ajustes de protecciones fácilmente adaptables a las condiciones del sistema, mediante un cambio de los ajustes activos.
- ? Registrador de fallas y herramientas para su evaluación.
- ? Sincronización del tiempo mediante la señal de un GPS.
- ? Jerarquías de usuario.
- ? Conexión serie a todos los relés de control numérico.

3.1. Arquitectura: componentes y funciones

En la Figura 6-4 se presenta la arquitectura del sistema SCS, sus componentes y la forma en que están conectados. A continuación se describen sus componentes:

3.1.1. Computador Base del Sistema SYS500

Constituye el “centro de control” de la Subestación y contiene funciones de control supervisorio propias del MicroScada. El computador del SYS500 es de tipo industrial y funciona bajo el sistema operativo Windows NT. El software MicroScada comprende el *MicroScada kernel* (programa principal), varios programas utilitarios, herramientas de ingeniería y de manejo del sistema, software de configuración (de acuerdo a los equipos y dispositivos instalados en el sistema de control) y software de aplicación (de acuerdo a la filosofía de operación y requerimientos del usuario). Este computador también incluye la función de estación de trabajo del operador (*Operator 1 Workstation*), de forma que todos los despliegues o *pictures* de los sistemas de control y de potencia, son guardados en él y sirven de interfase entre el operador y la Subestación.

- ? Sistema operativo: Microsoft Windows NT Workstation version 4.0
- ? Programa Wineve para análisis de fallas.
- ? Hardware: Desktop PC, marca Beltronic, basada en hardware Intel.

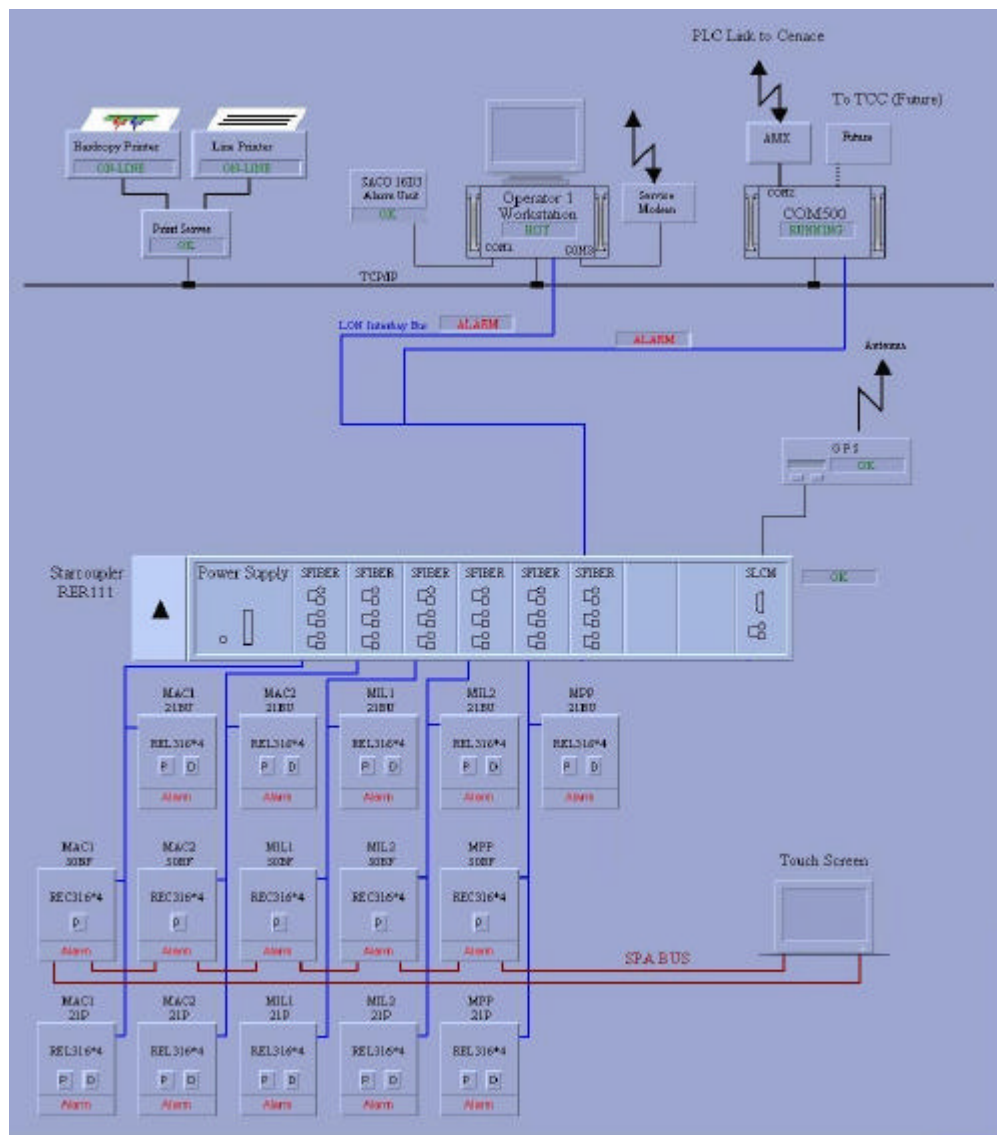


Figura 6- 4. Arquitectura del SCS (Subestación San Idelfonso)

La función del SYS500 puede ser resumida de la siguiente forma: recibe toda la información generada en las unidades de bahía (relés de control RECs), mediante las tarjetas de comunicación, y la almacena en la base de datos del proceso. Por lo tanto, la base de datos del proceso contiene siempre la información del proceso en tiempo real.

La información recibida es luego mostrada en el monitor de la consola del operador y distribuida para archivos históricos, cálculos, impresión y envío hacia el centro de control remoto (CCT o Cenace).

Asimismo, los comandos ejecutados por el operador, por una función automática o por el centro de control remoto son enviados desde la base de datos del proceso hacia los relees REC.

3.1.2. Módem de servicio

El módem de servicio tipo U.S. Robotics 56k puede ser usado como un acceso remoto para diagnóstico en caso de error o en caso de que se requiera soporte técnico. Este módem está instalado en el computador SYS500.

- ? Permite la evaluación de ciertos tipos de falla sin la visita en persona de un técnico.
- ? Las correcciones pueden realizarse más rápidamente.
- ? Modificaciones menores pueden ser realizadas por técnicos autorizados.

La conexión es realizada mediante una línea urbana de teléfono. Adicionalmente, se requiere una segunda línea de teléfono para la comunicación entre el operador y el técnico de mantenimiento.

3.1.3. Unidad de alarma SACO 16D3

La unidad anunciadora SACO 16D3 está basada en un microprocesador y es usada como una unidad de alarma a nivel de subestación. Su propósito principal es supervisar el proceso y llamar la atención en caso de condiciones anormales, mediante LEDs indicadores individuales. Esta unidad puede ser reconocida y repuesta mediante la consola del operador. La unidad está conectada a un puerto COM del SYS500 mediante un cable RS232 y proporciona contactos secos para señalar las diferentes clases de alarmas en el SCS.



Figura 6- 5. Panel de alarmas SACO 16D3.

3.1.4. Convertidor de Protocolos COM500

Enlaza el control a nivel de bahía y la operación de protecciones con el centro de control remoto a un nivel superior, es decir, el COT o el Cenace. Tiene una arquitectura de procesamiento paralelo, capaz de realizar el procesamiento de múltiples protocolos a la vez. La comunicación entre la computadora de conversión de protocolos COM500 y los centros de control remotos se realiza mediante un enlace de módem óptico. El módem permite una velocidad de comunicación de 1200 Bd.

3.1.5. Impresoras

Impresora de reportes (hardcopy). *Epson Stylus Colour 980.*

Esta impresora es usada para la impresión de despliegues del SCS. Los despliegues pueden ser seleccionados MANUALMENTE por el operador.

Impresora de eventos. *Impresora matricial: DEC LA36W.*

Esta impresora es usada para la impresión AUTOMÁTICA de listas de eventos o alarmas. También es posible que el operador seleccione manualmente una lista particular de eventos o alarmas e incluso un despliegue para ser impreso en esta impresora.

3.1.6. Sistema de comunicaciones

A. Nivel de estación. Red LAN TCP/IP

La comunicación entre los diferentes equipos a nivel de estación, se realiza mediante una red Ethernet LAN. El protocolo utilizado es el TCP/IP. El SYS500 y los dispositivos de la estación como la impresora de eventos y la impresora a color están conectados a la red Ethernet, mediante un servidor de impresión. El servidor de impresión, SYS500 y COM500 están enlazados mediante un HUB TCP/IP LAN. La supervisión del COM500 por parte del SYS500 también se realiza mediante esta red. Para la conexión se usa un conector estándar (10Base-2, 10Mb/s, RJ45).

B. Comunicación Interbahías (Red LON)

La estructura física de la red LON para comunicación entre bahías es una red de fibra óptica conectada en estrella. La velocidad de la red es de 1.25 Megabits por segundo. El protocolo sigue el modo de referencia para interconexión abierta de sistemas (OSI) diseñada por la Organización Internacional de Estandarización (ISO). En el SYS500 la comunicación LON es usada para extraer los archivos del registrador de disturbios y setear / extraer ajustes en / desde los relés de protección. En el sistema de comunicación, la red LON es usada para transportar eventos y datos análogos al SYS500 / COM500 y enviar comandos de reconocimiento y reposición de alarmas o bloqueos a los relés de protección. La red LON es una red de acceso múltiple, administrada por eventos, que permite la siguiente funcionalidad para sistemas de automatización de subestaciones:

- ? Comunicación vertical entre el SCS y los relés de protección y control.
- ? Comunicación horizontal entre relés de protección y control
- ? Comunicación entre el SCS y los dispositivos de control y protección mediante compuertas LON / SPA.

Cada categoría de comunicación tiene sus propias características, procedimientos de comunicación y formato de datos. Un dispositivo es configurado de forma que opere en más de una de las categorías de comunicación. El formato de evento es configurable. El tipo de las variables usadas en la red es configurable (las variables de red pueden ser un byte cualquiera, o un dato estructurado con una longitud máxima de 31 bytes). Además una combinación de estas categorías en un mismo dispositivo es posible. El SCS puede soportar todas estas categorías simultáneamente. La comunicación entre relés de control y panel mímico de control (*touch screen*) se realiza mediante un lazo de comunicación en fibra óptica con protocolo SPA Bus.

3.1.7. Star coupler RER111

Todos los relés de protección y control (comunicación serie) están conectados con el star coupler, en una topología de estrella mediante fibra óptica. Cada dispositivo conectado con el bus LON tiene su propio cable de F/O. El *star coupler* es un dispositivo que permite la interconexión de varios equipos que usan el bus LON. Para esto, dispone de una tarjeta principal con nueve *slots* para tarjetas que permiten la conexión óptica de tres equipos, permitiendo así, la conexión de hasta 27 unidades. La función principal del star coupler es proporcionar un punto de conexión en estrella (tarjeta principal). Para habilitar esta función, la tarjeta principal contiene internamente un bus colector abierto, al cual los nueve *slots* están conectados.

3.1.8. Receptor GPS

El GPS (*Global Positioning System*) es un sistema de transferencia de tiempo y posicionamiento basado en información satelital. El GPS está conectado al *starcoupler* RER 111 y sincroniza la red interbahías LON. Todos los dispositivos de las bahías, el sistema de base (SYS500) y el COM500 son sincronizados mediante la red LON. La conexión del GPS con el *starcoupler* se realiza con un cable de fibra óptica. El telegrama con la información del tiempo es recibido mediante una antena exterior y un cable coaxial para la conexión con el GPS.

3.1.9. Panel mímico. *Touch screen*

Un panel mímico *touch screen* está colocado en el panel correspondiente a la bahía MPP. Con este panel, toda la subestación puede ser controlada y monitoreada, constituyéndose en un respaldo del sistema SCS. La selección del control entre el touch screen y un nivel superior (SCS o centro de control remoto) se realiza mediante una manija LOCAL/REMOTO montada en cada uno de los paneles de las bahías. De esta forma, desde el touch screen solo se podrán operar los equipos de las bahías cuyas manijas estén en LOCAL.

4. COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS

A continuación se muestra un cuadro que resume las principales características de los dos sistemas, anteriormente definidos (PSCN 3020, SICAM PAS y SCS), para que sea posible su comparación:

Características	Sistemas de Automatización		
	PSCN 3020	SICAM PAS	SCS
Proveedor	ALSTOM	SIEMENS	ABB
Subestaciones instaladas	Milagro, Sta. Rosa, Pomasqui, Pascuales, Quevedo y Saltiral	Machala	San Idelfonso
Nivel de Proceso	Cableado hasta los controladores de Bahía	Cableado hasta los controladores de Bahía	Cableado hasta los controladores de Bahía
Nivel de Bahía	Módulos de Bahía, IED's RS232	Módulos de Bahía, IED's PROFIBUS FMS, Anillo redundante RS485	Módulos de Bahía, IED's Starcoupler Bus SPA Red LON
Nivel de Estación	HMI, Gateway Doble Anillo EFI.P RJ45 Ethernet TCP/IP	HMI, Gateway OPC Client Ethernet (LAN)	Ethernet (LAN) TCP/IP RJ45
Centro de Control	IEC 870-5-101 RP-570	IEC 870-5-101 RP-570	IEC 870-5-101 RP-570

Tabla 6- 1. Comparación de los SAS instalados en el Ecuador

CAPÍTULO VII

INGENIERIA BÁSICA DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES EN EL ECUADOR

En este capítulo se encuentra el ejemplo de aplicación que se logró diseñar después de haber realizado el estudio y el análisis completo de este tipo de sistemas.

1. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Tomando como referencia las Subestaciones e instalaciones en el Ecuador, a continuación se muestra una arquitectura ideal para un SAS.

Arquitectura General del Sistema

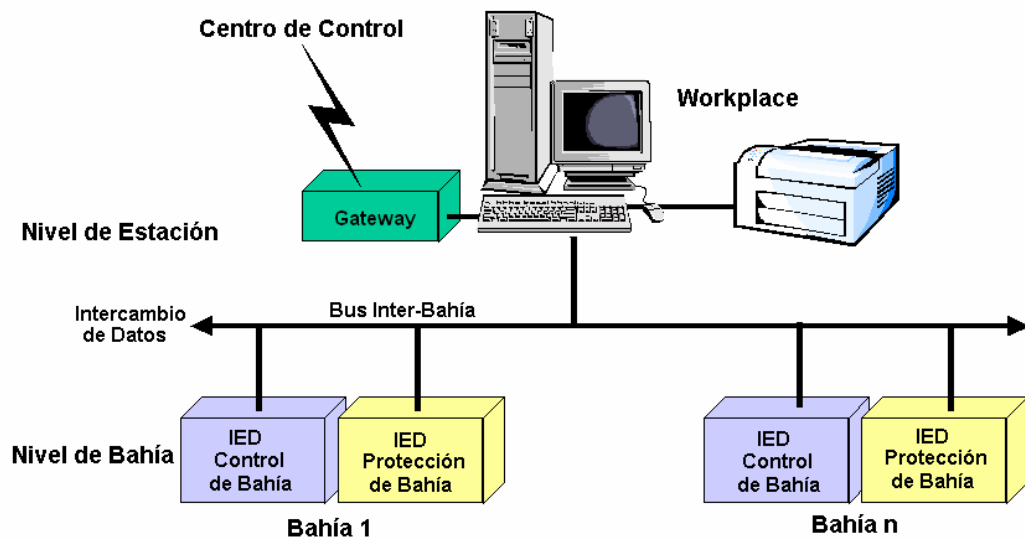


Figura 7- 1. *Arquitectura General del SAS*

1.1.1. IED's de Control de Bahía

Los IED's de control del Nivel de Bahía se conectarán directamente, o por medio de RIO's o PISA's, al patio de maniobras y en ellos se albergarán todas las funciones necesarias para controlar la bahía, de forma segura, local o remotamente. Además serán capaces de proveer una interface serial para la comunicación con los demás IED's del Nivel de Bahía, para la comunicación con el Nivel de Estación, y, tendrán la disponibilidad de aceptar protocolos estándares de comunicación como el UCA 2.0, el DNP 3.0 o el IEC61850.

Además, estos IED's deberán tener otra interface serial (adicional) para la conexión con los equipos modernos del patio de maniobras.

1.1.2. IED's de Protección de Bahía

Los IED's para la Protección del Nivel de Bahía se conectarán directamente, o por medio de PISA's o RIO's, a los equipos del patio de maniobras. Estos IED's estarán diseñados para trabajar de forma independiente con respecto a los IED's de control de bahía.

Será necesaria una interface de comunicación serial con el Nivel de Estación que cumpla con el protocolo DNP 3.0 o el UCA 2.0 (o el protocolo IEC 60870-05-103).

1.1.3. Intercambio de datos

Existirá intercambio de datos entre el Nivel de Bahía y el Nivel de estación, así como entre los IED's. El intercambio de datos con el Nivel de Proceso se realizará por medio de buses de proceso seriales de acuerdo al estándar internacional IEC 61850.

1.1.4. Telecontrol

El Gateway de comunicación asegurará la comunicación con el Centro de Control, pre-procesará la información (antes de ser enviada al Centro de Control) y servirá como traductor de protocolos. El protocolo que se utilizará para la comunicación con el CCT de TRANSELECTRIC es el IEC 870-5-101.

1.2. Diseño del sistema

El sistema deberá ser diseñado de manera que sea de fácil manejo por medio de una PC. El HMI ofrecerá las siguientes funciones:

- ? Chequeo y adquisición del estado de los equipos de patio
- ? Control de los equipos del patio de maniobras
- ? Chequeo remoto automático de los parámetros de protección
- ? Despliegue de los valores reales medidos

- ? Despliegue de eventos
- ? Despliegue de alarmas
- ? Funciones de control
- ? Archivos de perturbaciones y fallas
- ? Auto-supervisión del sistema
- ? Impresión de copias de seguridad

El SAS será capaz de soportar un control y monitoreo remotos desde el Centro de Control, por medio de Gateways. Las labores de mantenimiento, modificación o extensión del sistema se realizarán sin la necesidad de apagar todo el SAS. Se incorporará una función de auto-monitoreo en cada uno de los dispositivos, módulos o componentes de la comunicación para incrementar la disponibilidad y confiabilidad de los mismos y disminuir las labores de mantenimiento.

Toda la Subestación podrá ser controlada por una PC instalada en el Nivel de Estación, así como, cada bahía se controlará localmente desde sus propios equipos en caso de que se necesite realizar mantenimiento en los enlaces de comunicación. Cada controlador de bahía tiene que ser independiente uno del otro y su funcionamiento no debe ser afectado por cualquier falla que ocurra en cualquier otra unidad de control de la estación.

Cada Subestación deberá poseer:

- ? Un HMI con una Base de Datos del proceso
- ? Una función Gateway para el control remoto integrado a la PC del Nivel de Estación
- ? Intercambio de datos entre los diferentes componentes del sistema por medio de buses seriales
- ? Dispositivos de Control, Protección y Medición en el Nivel de Bahía
- ? Paneles de control de Bahía
- ? La información principal del proceso debe ser archivada en Bases de Datos distribuidas

1.3. Hardware del sistema

1.3.1. Estación de operación

La estación de operación constará de un hardware para PC's comercialmente disponible, de preferencia con el sistema Windows actualizado y de un monitor de alta resolución. Las unidades periféricas, como impresoras, estarán conectadas a la estación de operación directamente o por medio de una red WAN.

Si se requiere más de un monitor, se podrá añadir un segundo monitor o una segunda PC de HMI como cliente.

1.3.2. Impresoras

Por lo menos una impresora de eventos deberá estar conectada a la estación de operación directamente o por medio de la red LAN del Nivel de Estación. En ella se imprimirán los eventos ocurridos espontáneamente.

Cada evento será reportado en una misma línea de texto, en la cual constarán:

- ? La fecha y hora del evento
- ? El nombre del objeto del evento
- ? Un texto descriptivo
- ? El estado o el valor del objeto

Existirá la posibilidad de conectar una impresora de eventos adicional directamente a la estación de operación o por medio de la red LAN del Nivel de Estación. Cualquier gráfico en la estación de operación se imprimirá fácilmente utilizando comandos accesibles en los menús de Windows.

De esta manera el sistema quedaría estructurado de acuerdo a la Figura 7-2:

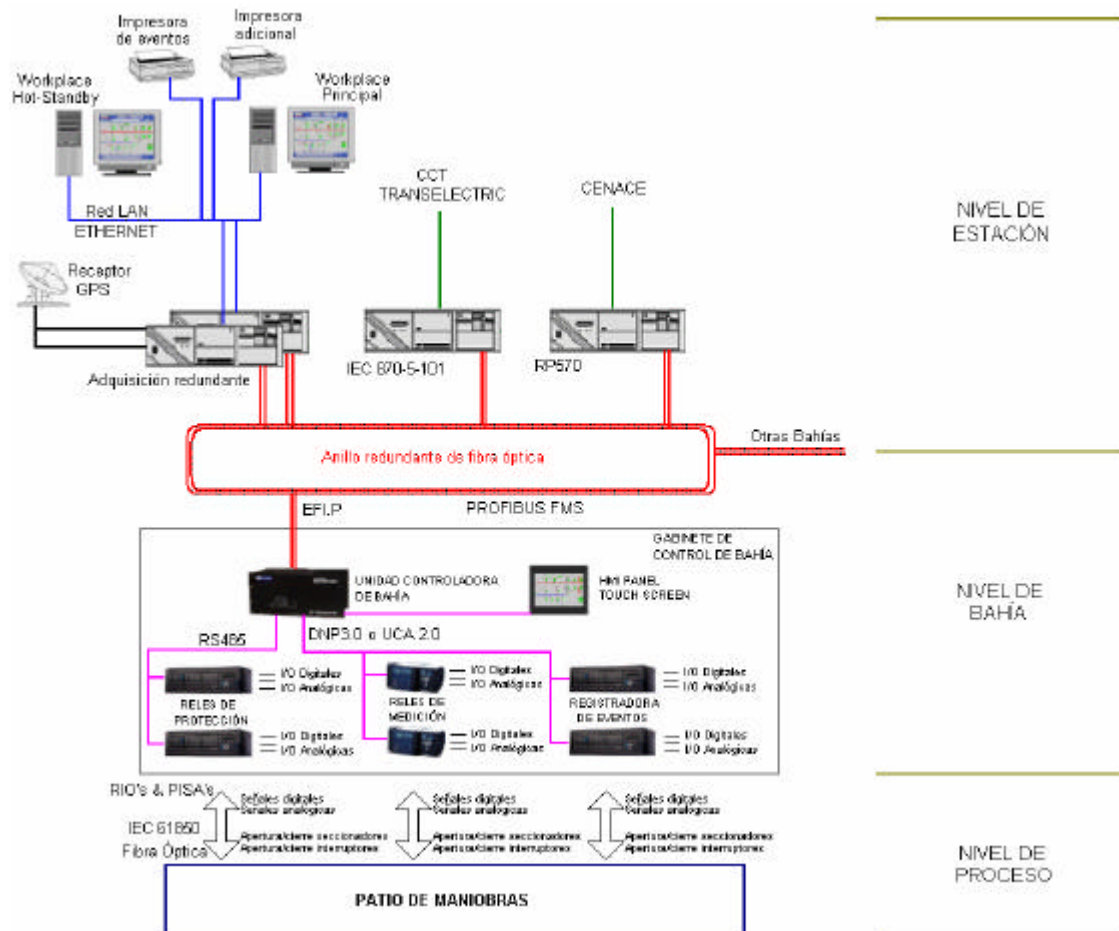


Figura 7-2. Estructura final de un SAS

1.4. Filosofía de operación del sistema

A continuación se explica la filosofía de operación del SAS recomendado:

1.4.1. Nivel de Proceso

A Nivel de Proceso el sistema permitirá la comunicación entre los controladores, medidores y dispositivos de protección (IED's) del Nivel de Bahía, con los equipos de patio (transformadores, líneas, interruptores, etc.), por medio de Interfaces de Entradas y Salidas Remotas (RIO's) o Interfaces de Proceso para Sensores y Actuadores (PISA's). La conexión entre estos Niveles se la realizará por medio de Fibra Óptica de vidrio para evitar los problemas causados por las interferencias electromagnéticas.

Tanto los IED's del Nivel de Bahía como los RIO's y PISA's del Nivel de Proceso, que se instalarán, tendrán puertos de comunicación seriales (RS485). Los IED's de tecnología avanzada evitarán la implementación de interfaces adicionales en el Nivel de Proceso, ya que serán conectados directamente con los dispositivos de potencia.

El protocolo ideal para estas conexiones será el IEC 61850 debido a que las interfaces modernas conectadas en el proceso (RIO y PISA), se diseñan siguiendo los parámetros de este estándar.

1.4.2. Nivel de Bahía

Dentro del Nivel de Bahía estarán conectadas las Unidades de Control de Bahía y los diferentes IED's (relés de medición y protección). Todos estos equipos, que se instalarán, tendrán puertos de comunicación serial (RS485) y podrán responder a protocolos de comunicación DNP 3.0 o UCA 2.0.

Además, la BCU permitirá la conexión de dispositivos adicionales (Monitores Touchscreen, Impresoras, IED's adicionales, etc.) con los mismos protocolos señalados. Todos estos dispositivos se instalarán en un cubículo por cada bahía (Figura 7-3), en un cuarto de control, cercano al proceso. Ver Figura 7-4.

Los protocolos DNP 3.0 y UCA 2.0 son ideales para la comunicación en este Nivel, debido a que sus características principales (Capacidad Plug&Play, reportes por excepción, mensajes Broadcasting, Timestamp, etc.) son las mínimas necesarias para este Nivel.

Aunque en la práctica ninguno de estos protocolos se ha utilizado en el Ecuador, la tendencia a utilizarlos como estándares, se hace necesaria.



Figura 7- 3. Cubículos de Control de Bahía (S/E Pomasqui)



Figura 7- 4. Cuarto de Control de Bahías, junto al proceso (S/E Pomasqui)

Los IED's y controladores de Bahía deberán disponer de baterías de alimentación de emergencia, para evitar perder datos de vital importancia.

1.4.3. Anillo Redundante de Fibra Óptica

Tanto en las Subestaciones que poseen el SAS SICAM-PAS, como las que poseen el SAS PSCN3020, existe el anillo redundante de fibra óptica, que sirve para conectar el Nivel de Bahía con el Nivel de Estación y los dispositivos de comunicación externa (Gateways del Centro de Control de TRANSELECTRIC y Centro de Monitoreo del CENACE).

Este anillo ha demostrado, en la práctica ser suficientemente eficiente para soportar las necesidades de concentración de datos para el Nivel de Estación (comunicación vertical), conexión entre Bahías (comunicación horizontal) y conexión con los sistemas externos.

Además, al ser redundante, ofrece alta confiabilidad y disponibilidad en caso de fallas, o en caso de que el sistema este trabajando en su máxima capacidad.

En los dos tipos de SAS instalados en las Subestaciones en el Ecuador, el anillo redundante de fibra óptica EFI.P comunica a los dispositivos conectados a él a través del protocolo PROFIBUS FMS.

1.4.4. Nivel de Estación

Al Nivel de Estación pertenecen las conexiones con el Nivel de Bahía (conexión con el anillo EFI.P), los Gateways de comunicación externos (con el Centro de Control y el CENACE), los servidores de adquisición de datos, la conexión con el GPS (marcación de reloj) y la red LAN de la estación, en la que se encuentran las PC's de HMI's e impresoras.

Los servidores de adquisición de datos recibirán toda la información del proceso y de las diferentes bahías por medio del anillo EFI.P. Esta información se procesará para ser transmitida hacia la red LAN de la estación. Estos servidores, de preferencia deberán tener una redundancia Hot-Hot, para asegurar que ningún dato (voltajes, corrientes, apertura y cierre de interruptores, etc.) y propiedades de la información (timestamp) se pierdan. A estos servidores se conectarán el GPS que sirve como señal de reloj de la Subestación (conexión satelital).

Los Gateways de conexión externa serán los encargados de traducir la información adquirida de toda la Subestación y transmitirla al Centro de Control de Transmisión de TRANSELECTRIC por medio del protocolo IEC 870-5-101, y, al Centro de Monitoreo del CENACE por medio del protocolo RP570 (protocolos pre-definidos). No será necesario duplicar estos dispositivos, debido a que si se

pierde la conexión entre los centros externos y a Subestación, toda la información necesaria quedará archivada en los servidores locales, lo que permitirá una actualización posterior al recuperar el enlace. La red LAN de la estación conectará todos los equipos del Workplace, dentro de un ambiente tipo oficina, dentro de la sala de control, en la misma Subestación, pero, alejado del proceso (Figura 7-5).



Figura 7- 5. Sala de Control (S/E Pomasqui)

Cada Workplace estará compuesto de una PC completa (Monitor, teclado y mouse) y una impresora de eventos. Esta será una red LAN, muy simple, que utilice ETHERNET. De preferencia se adoptará una redundancia Hot-Standby para los Workplace; es decir, dos PC's y dos impresoras para evitarse problemas por causa de falta de control local.

La red LAN (ETHERNET) es suficiente para la comunicación entre los dispositivos conectados en el Nivel de Estación, debido a que se trata, generalmente, de equipos de oficina de fácil instalación.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

-
- ? El papel de una Subestación en el Sistema Nacional Interconectado es muy importante. Automatizar una Subestación permite rebajar gastos en las tareas de mantenimiento y control de la misma. Además una Subestación Automática significa mayor precisión y exactitud en las mediciones de los valores de corriente, voltaje, etc., por lo que el servicio de transmisión de energía mejora considerablemente. En una Subestación automatizada se eliminan los peligros de manejo, de los operadores, y se disminuyen los errores en el manejo del sistema.

 - ? Un Sistema de Automatización de Subestaciones ofrece la posibilidad de controlar y monitorear la Subestación desde sus distintos niveles jerárquicos. Esto facilita las tareas de mantenimiento y evita problemas que pueden ser ocasionados por falta de operadores, por errores humanos, por fallas en los equipos, por fallas en los enlaces de comunicación, etc.; de esta manera un SAS aumenta la disponibilidad y confiabilidad en el manejo de la energía.

 - ? Se debe disminuir o eliminar el uso excesivo de cableado para ser suplantado por el empleo de fibra óptica de vidrio, con mayor razón, cerca del patio de maniobras para evitar perturbaciones o errores en los enlaces de comunicación causados por las Interferencias Electromagnéticas que son muy comunes en las Subestaciones de Transmisión Eléctrica.

 - ? Una de las ventajas de un SAS es poder realizar las tareas de mantenimiento de los equipos de patio de manera muy segura para el operador sin la necesidad de parar el proceso general. Únicamente se aísla la zona de mantenimiento y todo el resto de la Subestación trabaja con normalidad.

 - ? Anteriormente las Bases de Datos de los eventos ocurridos en las Subestaciones generaban gran cantidad de papelería y ocupaban grandes espacios físicos y grandes espacios en las memorias de computadores. Con el desarrollo en la tecnología para archivar documentos (discos compactos, diskettes, mayor capacidad de memoria) se ha disminuido en gran cantidad la

impresión de archivos de eventos o alarmas y se ha logrado disminuir el espacio físico y de memoria de este tipo de archivos.

- ? Un SAS es un sistema distribuido que facilita el control de una Subestación. Cualquier dispositivo electrónico instalado en la Subestación (unidad controladora de bahía, IED, gateway, etc.) puede hacer uso de los datos que le sirvan para realizar alguna acción específica. Las funciones de automatización, así como, las bases de datos también son distribuidas y permiten realizar un control más eficiente y oportuno.
- ? Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's), basados en tecnología de microprocesadores, ayudan al SAS en las tareas de control, monitoreo y medición. Poseen la capacidad de almacenar información en caso de fallas en los enlaces de comunicación o para tareas de mantenimiento. La mayoría de ellos tienen incorporados pantallas touch screen en el caso que sea necesario un control local de la bahía. Una de sus funciones más importantes dentro de un SAS se refiere a que un IED es capaz de reconocer si un comando enviado desde el HMI, local o remoto, puede causar algún tipo de daño al sistema, entonces este dispositivo se encarga de bloquear dicho comando (interbloqueo) automáticamente.
- ? Los gabinetes de control de bahía deben ser instalados en un cuarto de control de bahía, cerca del patio de maniobras (grandes interferencias electromagnéticas), es por esto que dichos aparatos han sido construidos para soportar ambientes hostiles.
- ? En los próximos años los fabricantes de los equipos necesarios para los Sistemas de Automatización de Subestaciones deberán seguir las normas y los estándares internacionales que se han definido.
- ? Se hace casi imposible la introducción de protocolos estándares para los Sistemas de Automatización de Subestaciones debido a que los principales fabricantes y comerciantes de los equipos dependen económicamente de la

venta total del sistema. Por eso el sistema completo incluye los equipos electrónicos que utilizan protocolos propietarios.

- ? En el Ecuador se ha seguido la tendencia europea para el diseño y estructura de los Sistemas de Automatización de Subestaciones. América Latina ha seguido, también, esta tendencia por lo que en el futuro la tendencia americana llegará a aislarse del resto del mundo. Es importante entonces instalar las nuevas Subestaciones con esta tendencia, para evitar costos adicionales (gateways, traductores de protocolos). La interconexión con los países vecinos exige respetar las normas y estándares internacionales.
- ? El protocolo de comunicación DNP3.0 se presenta como el protocolo ideal para ser utilizado en los Sistemas de Automatización de Subestaciones, en el Nivel de Bahía debido a su gran capacidad para la comunicación entre IED's. Para el Nivel de Proceso, el cual ha sido desarrollado tecnológicamente, recién, en los últimos años, este protocolo no ha sido diseñado para comunicar estos nuevos equipos inteligentes. En el caso de la comunicación con Centros de Control, este protocolo, por definición, tiene la capacidad de soportar sus necesidades, pero en la práctica no se ha hecho realidad.
- ? El estándar internacional IEC 61850 ha sido promulgado desde Febrero de 2004 y desde entonces ha sido utilizado, en su mayoría, en el Nivel de Proceso. Por su definición, los protocolos IEC pueden ser utilizados como solución en todos los niveles del sistema; pero, en la práctica, únicamente en el Nivel de Proceso se ha comprobado su eficacia. Este estándar se perfila como el más indicado a seguir para los futuros protocolos de comunicación que se diseñen.
- ? Si una Subestación se automatiza utilizando estos protocolos estándares, entonces aparece la dificultad para encontrar los equipos (IED's, gateways, unidades de control de bahías, etc.) que se adapten a estos requerimientos. Al emplear varios gateways, como traductores de protocolos, el costo total del sistema aumentaría considerablemente.

-
- ? El progreso de la tecnología, exige una constante actualización en el hardware y software utilizados, por lo que los sistemas abiertos que permitan un fácil y rápida instalación de nuevas tecnologías. Se debe optar por sistemas que ofrezcan la posibilidad de instalar nuevos equipos sin la necesidad de detener el proceso.

 - ? Al ser la única empresa encargada de la transmisión de energía en el Ecuador, TRANSELECTRIC tiene la responsabilidad de progresar al ritmo de la tecnología internacional. Además tiene el deber de interconectar los sistemas de energía de Ecuador con Perú y Colombia, por lo que es necesario respetar los estándares internacionales.

 - ? La experiencia en países extranjeros ha demostrado que es posible controlar y monitorear una Subestación de forma remota. En la Subestación de Transmisión de Pomasqui de TRANSELECTRIC el número de operadores es mucho menor en relación con las demás Subestaciones. Si una Subestación es automática y se la puede controlar remotamente, entonces el trabajo de los operadores en este tipo de Subestaciones (como la de Pomasqui) se limitaría a supervisar localmente y vigilar el sistema, y, se lograría disminuir las horas de trabajo al día en la Subestación, debido a que no es necesario que un operador supervise el sistema 24 horas al día, sino que se necesita, únicamente, de un servicio de guardianía.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Transmission & Distribution World,
Protocol Choices for the Substation,
PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc.,
Mayo 1, 2000

Spectrum IEEE,
The Unruly Power Grid,
IEEE Spectrum Editorial,
Agosto 2004

Transmission & Distribution World,
Power Delivery in Real Time,
PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc.,
Octubre, 2003

Transmission & Distribution World,
Getting the Most out of your Delivery System,
PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc.,
Julio, 2004

Transmission & Distribution World,
Utilities Today,
PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc.,
Febrero, 2004

Transmission & Distribution World,
The Big picture in Transmission & Distribution,
PRIMEDIA Business Magazines & Media Inc.,
Enero, 2004

www.conama.cl/coain/article-16980.html,

Centro de orientación ambiental al inversionista de Chile

www.ons.org.br/ons/espanhol/institucional/relacionamentos.htm,

Operador Nacional del Sistema Eléctrico de Brasil

www.ieee.org,

Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos

www.iec.ch,

Comisión Eléctrica Internacional

<http://uaelp.pennnet.com>,

Utility Automation & Engineering Transmission & Distribution

BRAND, Klaus-Peter; LOHMANN, Volker; WIMMER, Wolfgang,

Substation Automation Handbook

Utility Automation Consulting Lohmann,

Alemania, 2003

BRAND, Klaus-Peter; WIMMER, Wolfgang,

Expert system for topology based interlocking in digital substation control

CIGRE SC34 Colloquium

Brasil, 1991

Mark Adamiak; Drew Baigent; GE Power Management; King of Prussia, PA;

UCA 2.0: The GE Experience

Markham, Ontario, 2002

Compañía de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A.

Departamento Proyecto Centro de Control de Transmisión

Gerencia de Telecomunicaciones

McDONALD, John,
Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications,
Seminario, Sección IEEE Ecuador
Quito-Ecuador, Abril, 2003

McDONALD, John
Substation Automation Systems & SCADA,
Seminario, VII Reunión Regional de Ramas
Guayaquil-Ecuador, Noviembre 2003

RUIZ, Raúl,
Sistemas SCADA,
Seminario, IEEE Rama ESPE,
Sangolquí-Ecuador, Octubre 2003

SAXTON, Terréense; McDONALD John,
Understanding Today's Protocol Standardization Efforts,
KEMA Consulting
1997

www.gers.com.co,
GERS, Juan M.,
Alternativas para automatizar sistemas de distribución,

www.kyber.cl
Energía Eléctrica, Automatización de Subestaciones

www.cosinor.es,
Sistemas de Telecontrol

www.geindustrial.com,
GE Substation Automation System Solutions

ANEXOS

Anexo 1 Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado

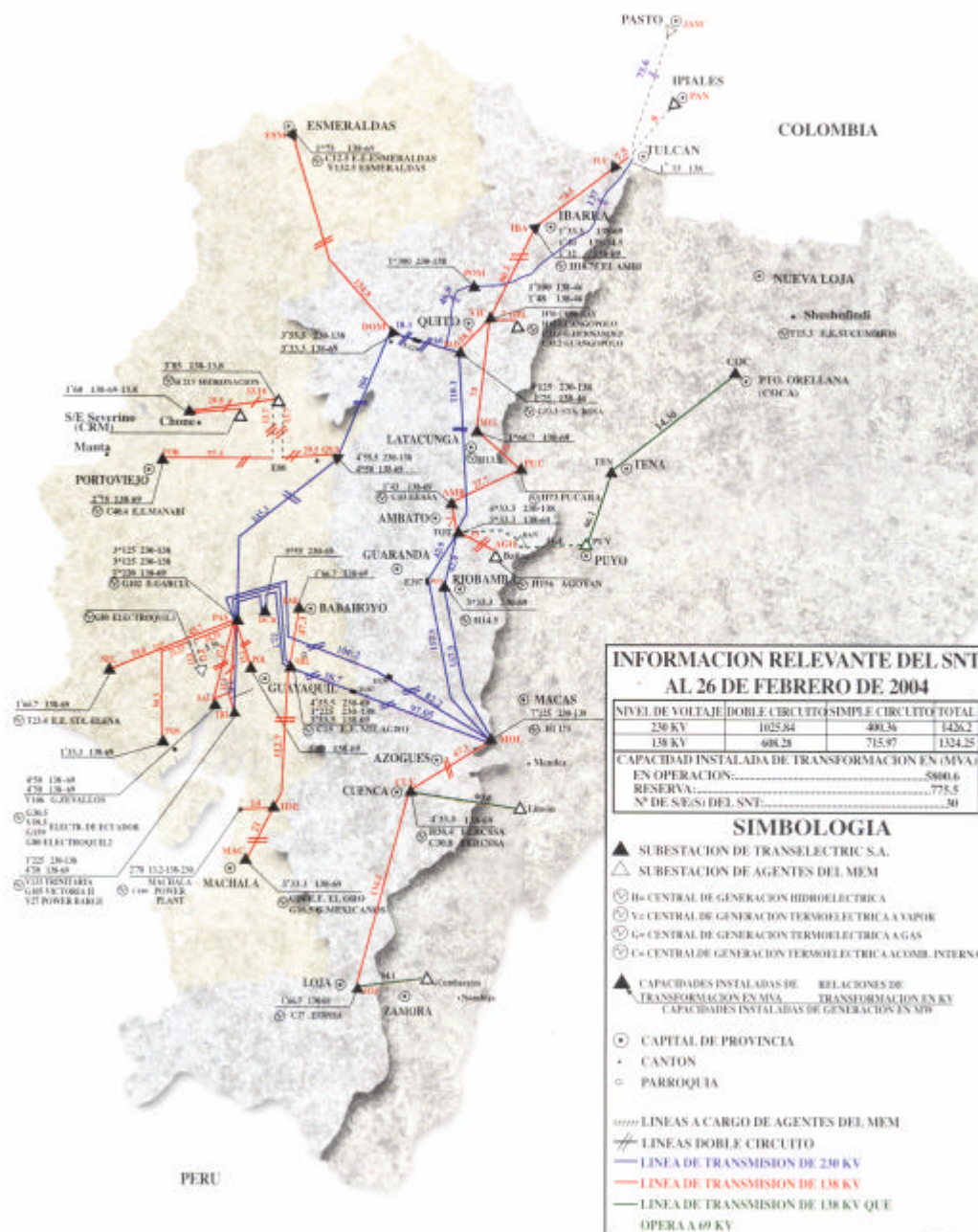


Figura A- 1. Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado

Anexo 2

Modo de Operación del Gateway de las Subestaciones en el Ecuador

El modo de operación exclusivo entre el HMI de la Subestación y los centros remotos se selecciona utilizando un conmutador virtual (botón gráfico de la pantalla HMI) Subestación/Gateway. El control debe quedar en el CCT de TRANSELECTRIC. Sin embargo, desde el CENACE se pueden enviar comandos a los interruptores de la subestación. El control se encuentra distribuido según la siguiente tabla:

Centro Remoto (Protocolo)	Parte Nueva	Parte Existente
CCT (IEC 870-5-101)	Interruptores y seccionadores	Interruptores y cambiador de toma
CENACE (RP-570)	Interruptores	Interruptores y cambiador de toma

Tabla A- 1. Funciones de TRANSELECTRIC y CENACE

Anexo 3

Anillo óptico EFI.P

Arreglo del anillo óptico EFI.P

El anillo EFI.P es un doble anillo de fibra óptica. Los equipos EFI.P (PC de adquisición, gateway, Bay Module, etc...) están conectados a la red vía tarjetas de comunicación. Cada tarjeta de comunicación está enlazada con otras dos tarjetas vía doble cable de fibra óptica.

Un mensaje enviado por un equipo (por ejemplo un Bay Module) es recibido por otro equipo y después nuevamente transmitido por este mismo equipo hacia un tercer equipo, etc.... Cada vez que el mensaje llega a una tarjeta de comunicación, está verificado (con los bytes de control). Después de una vuelta completa en el anillo, el equipo emisor verifica el mensaje que regresó.

La tecnología de la fibra óptica permite abarcar grandes distancias. Entre dos equipos, la distancia máxima puede ser 2.5 km. La distancia total del anillo puede ser hasta 20 Km. Estos valores dependen de las características de la fibra, y del número de equipos (computadoras, BM9000, protecciones) configurados en el sistema.

“Autocicatrización” del anillo EFI.P

El anillo EFI.P es redundante. Si se corta un cable entre dos equipos, el sistema sigue funcionando correctamente y al 100%, sin pérdida de eventos. Durante el funcionamiento normal, el cable principal se utiliza para la transmisión de los mensajes, mientras los bytes de verificación se envían por el cable secundario en el sentido contrario.

Si se corta un cable entre dos equipos vecinos, cada tarjeta EFI.P (de comunicación) cierra automáticamente la red al conectar la red primaria con la secundaria. La “nueva” red, sencilla, está compuesta por el cable principal y por el cable secundario. De un lado los mensajes recibidos se re-emiten en el cable

secundario, del otro lado, los mensajes recibidos en el cable secundario se re-emiten en el cable principal. Así se cierra el nuevo anillo.

Gracias a esta propiedad particular del anillo doble, se puede abrir el anillo EFI.P, por ejemplo para añadir un nuevo equipo, o para tareas de mantenimiento sin parar la operación del sistema. *Figura 3.*

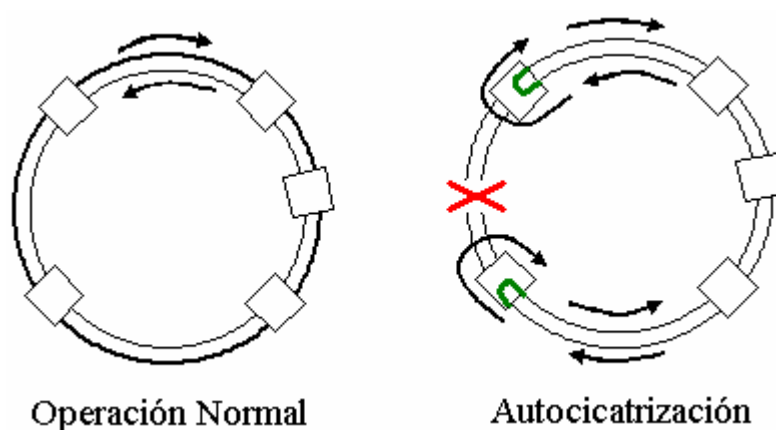


Figura A-2. Anillo EFI.P Doble, Autocatrización

En funcionamiento normal, los dos anillos se usan constantemente para transmitir y recibir la información. De esta forma, los dos anillos son continuamente solicitados y verificados.

Operación del protocolo EFI.P

El principio del protocolo EFI.P es el siguiente: cada equipo de la red tiene su propio momento para emitir mensajes. El momento para transmitir se llama Tiempo de Transmisión (TT). El BM9000 tiene un tiempo de transmisión (TT) para cada relé conectado en su red de protección.

Parámetros de red:

En el PSCN3020, hay un máximo de 240 tiempos para emitir mensajes. El número de tiempos configurados en un sistema se llama NTT (Number of Talking Time).

El segundo parámetro de la red es el tiempo máximo para una vuelta completa en el anillo. Este parámetro se usa para detectar si el anillo está abierto. Se llama TATT (Time Acquisition of its own Talking Time).

Reglas de transmisión, funcionamiento:

El dispositivo con el TT #1 transmite. Después, el TT #2 (es decir “el dispositivo con el TT#2) transmite. Si el TT#2 no tiene nada que transmitir, el TT#3 espera el “time out” antes de tomar su turno.

El tiempo de ciclo del anillo EFI.P tiene un valor máximo. Este valor corresponde al tiempo máximo necesario para todos los equipos (BM9000 y sus relés, Gateway, PC de Adquisición) para mandar un mensaje. Este valor Tcycl es igual a: $Tcycl = NTT * TATT$

Transmisión de datos en la red EFI.P

El protocolo es muy confiable: el índice de error de transmisión es menor a $1/1000000$ ($10E-6$). Además, los mensajes emitidos siempre están verificados de la siguiente manera:

El emisor verifica su propio mensaje emitido. Cada 16 bytes se tiene 2 bytes de CRC. Al arrancar, se necesita un administrador de red para conocer la configuración del sistema EFI.P: parámetros NTT y TATT. Durante la operación, este mismo administrador controla la transmisión uno por uno de cada equipo. Este control se llama sincronización de la red.

El administrador envía también el mensaje de sincronización de tiempo GPS a todos los BM9000. Este es un único mensaje de tipo broadcast. Si el GPS no está disponible, el administrador manda su propio tiempo como referencia.

El administrador es la computadora de adquisición principal. Si esta computadora falla, la PC de adquisición redundante es el nuevo administrador. Los gateways

pueden convertirse en administrador de respaldo. Los mensajes de explotación en el anillo EFI.P se transmiten entre los Bay Module y los administradores.

El objetivo de los administradores es transferir los siguientes datos:

- ? Información cíclica desde el BM9000 y su red de protección hacia el anillo EFI.P. Esta información puede ser utilizada por cualquier otro BM9000 o por los administradores para presentar los datos a los operadores. La información cíclica es:
 - o Estado de los BM9000, de las tarjetas, etc....
 - o Resultado lógico de una secuencia
 - o Mediciones

- ? Eventos adquiridos por el BM9000 o por los relés de su red de protección. Estos eventos están fechados con una precisión de 1ms. Las dos computadoras de adquisición llenan un archivo histórico de los eventos con el estampado de tiempo que corresponde a la adquisición.

- ? Controles desde los siguientes puntos hacia un Bay Module y sus relés asociados:
 - o El HMI vía la PC de adquisición maestra,
 - o El CENACE y /o CCT vía los gateways.
 - o Otro Bay Module (resultado de una secuencia por ejemplo).

- ? Mensaje de explotación de los datos de mantenimiento, tal como archivos de falla, reportes de falla, archivos de configuración de los relés.

Cada dispositivo del anillo EFI.P tiene una base de datos en tiempo real que se actualiza automáticamente con todos los eventos / información cíclica de los demás dispositivos. Esta es la base de datos estática de cada dispositivo que determina cuales son los datos en tiempo real que se toman en cuenta para el funcionamiento del mismo dispositivo.

GLOSARIO

A/D	Conversión Análoga Digital
AC	Corriente Alterna
ABB	Asea Brown Boveri
AI	Entrada Analógica
AIS	Subestaciones Aisladas por Aire
ANSI	American National Standard Institution
AO	Salida Analógica
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
BCU	Unidad de Control de Bahía
BI	Entrada Binaria
BO	Salida Binaria
CAD	Diseño Asistido por Computadora
CCT	Centro de Control de Transmisión
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIM	Modelo de Información Común
CONELC	Consejo Nacional de Electrificación
CRC	Cyclic Redundancy Checking
CT	Transformador de Corriente
DC	Corriente Directa
DNP	Protocolo de Red Distribuida
EM	Manejo de Energía
EMI	Interferencia Electromagnética
EMS	Sistema de Manejo de Energía
EPA	Enhanced Performance Architecture
EPRI	Instituto de Investigación de Energía Eléctrica
GE	General Electric
GIS	Sistema de Información Geográfica
GIS	Subestaciones Aisladas por Gas
GOMSFE	Modelos Generales de Objetos para Equipos en Subestaciones y Equipos de Patio
GOOSE	Sistema de Eventos Orientado a Objetos Genéricos

GPS	Sistema de Posicionamiento Global
HMI	Interfaz Hombre-Máquina
HV	Alto Voltaje
ICCP	Protocolo para el Control Interno de Centros
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
I/O	Entradas y Salidas
ISO	Organización de Estándares Internacionales
LAN	Red de Área Local
LCD	Display de Cristal Líquido
LN	Nodo Lógico
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
LV	Bajo Voltaje
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MMS	Manufacturing Message Specification
MTTF	Fallas a través del tiempo
MTTR	Reparaciones por causa del tiempo
MV	Voltaje Mediano
NC	Normalmente Cerrado
NCC	Centro de Control
NO	Normalmente abierto
OSI	Interconexiones de Sistemas Abiertos
OLE	Enlace de Objetos (Windows)
PC	Computador Personal
PISA	Interface de Proceso para Actuadores y Sensores
PLC	Power Line Carrier
PLC	Controlador Lógico Programable
PT	Transformador de Potencia
RIO	Interface de Entradas y Salidas Remota
RTU	Unidad Terminal Remota
S/E	Subestación
SA	Subestación

SAS	Sistema de Automatización de Subestaciones
SCADA	Sistema de Control y Adquisición de Datos
SMS	Servicio de Mensajes Cortos
SMS	Sistema de Monitoreo de la Subestación
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TASE	Telecontrol Application Service Element
TCP/IP	Protocolo de Conexión de Transporte / Protocolo de Internet
UCA	Arquitectura de Comunicaciones para Servicios públicos
UPS	Sistema In-interrumpido de Energía
VT	Transformador de Voltaje
WAN	Red de Área Amplia

Respuestas No Solicitadas: Es la capacidad que permite a los dispositivos esclavos responder a los maestros sin que éstos los interroguen. Por lo general se usa esta característica para que los dispositivos esclavos reporten los eventos, ya sean las alarmas, secuencia de eventos y/o cambios en las mediciones sin necesidad de preguntar por ellos.

HOLD COUNT: este parámetro configura un número determinado de eventos o cambios que tienen que ocurrir para que el dispositivo tome la decisión de enviar una Respuesta No Solicitada reportando dichos eventos.

HOLD TIME: este parámetro configura el tiempo máximo que debe pasar hasta que el dispositivo envíe una Respuesta No Solicitada. Con este parámetro se evita el caso en que ocurran eventos en el dispositivo pero que no superen en número al HOLD COUNT, entonces el dispositivo espera el HOLD TIME para enviar los eventos que tiene almacenado.

Reportes por Excepción: Un esquema de Reportes por Excepción consiste en el envío de tramas con la información de aquellos puntos que han cambiado en campo desde el último reporte.

Mensajes “Broadcast”: Los Mensajes “Broadcast” son mensajes que se distribuyen por todos los segmentos de la red, incluso en aquellos donde no existen receptores de mensajes. Una sola copia sale del emisor sin importar el número de receptores que haya.

Timestamp: (Estampado de tiempo) Es una etiqueta de tiempo que se le agrega a cada cambio en el momento en que ocurrió. Esta información de la hora en que ocurrió un cambio, será proporcionada por el dispositivo GPS incorporado.

Pollings: Se puede definir que Pollings es un conjunto de interrogaciones constantes por parte del dispositivo maestro a los dispositivos esclavos en intervalos de tiempo determinado.

FIGURAS

<i>Figura 1- 1. Transformador de tensión</i>	4
<i>Figura 1- 2. Torre de Alta Tensión y Líneas de Transporte</i>	4
<i>Figura 1- 3. Patio de Maniobras de una Subestación</i>	6
<i>Figura 1- 4. Organización del MEM</i>	7
<i>Figura 1- 5. Seccionadores ó aisladores.</i>	10
<i>Figura 1- 6. Disyuntores tripolares</i>	11
<i>Figura 2- 1. Jerarquía del Sistema de Manejo del Manejo de Energía</i>	15
<i>Figura 2- 2. Estructura general de un SAS</i>	18
<i>Figura 2- 3. Lugar de trabajo del operador</i>	19
<i>Figura 2- 4. Sincronización de tiempo por medio del bus interno</i>	22
<i>Figura 2- 5. Cubículos de protección y control de Bahía en un edificio de control</i>	26
<i>Figura 2- 6. Unidad Controladora de Bahía (S/E Pomasqui, Santa Rosa 230 kV)</i>	26
<i>Figura 2- 7. IED de protección (Subestación Pomasqui)</i>	27
<i>Figura 2- 8. Control del Nivel de Bahía por medio de un LCD</i>	28
<i>Figura 2- 9. Control Independiente del Nivel de Bahía</i>	29
<i>Figura 2- 10. Control y Protección de Bahía por medio de equipos primarios inteligentes</i>	30
<i>Figura 3- 1. Configuración Hot Standby</i>	53
<i>Figura 3- 2. Arquitectura Lógica de un SAS</i>	58
<i>Figura 3- 3. Arquitectura de un SAS básico (tendencia europea)</i>	63
<i>Figura 3- 4. Estructura típica de IED's en el Nivel de Bahía</i>	65
<i>Figura 4- 1. Diferentes clases de aperturas</i>	69
<i>Figura 4- 2. Comparación del Protocolo UCA 2.0 con el Modelo OSI</i>	77
<i>Figura 4- 3. Comparación de capas del modelo OSI utilizadas en DNP 3.0</i>	81
<i>Figura 4- 4. Aproximación del IEC 61850</i>	89
<i>Figura 5- 1. Configuración una Estación Maestra – una RTU</i>	94

<i>Figura 5- 2. Configuración una Estación Maestra – varias RTU's</i>	<i>94</i>
<i>Figura 5- 3. Configuración varias estaciones maestras – varias RTU's</i>	<i>95</i>
<i>Figura 6- 1. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones nuevas de TRANSELECTRIC</i>	<i>97</i>
<i>Figura 6- 2. Sistemas PSCN3020 para Subestaciones Existentes de TRANSELECTRIC</i>	<i>98</i>
<i>Figura 6- 3. Arquitectura del Sistema SICAM PAS (Subestación Machala)</i>	<i>110</i>
<i>Figura 6- 4. Arquitectura del SCS (Subestación San Idelfonso)</i>	<i>115</i>
<i>Figura 6- 5. Panel de alarmas SACO 16D3.</i>	<i>117</i>
<i>Figura 7- 1. Arquitectura General del SAS</i>	<i>122</i>
<i>Figura 7- 2. Estructura final de un SAS</i>	<i>126</i>
<i>Figura 7- 3. Cubículos de Control de Bahía (S/E Pomasqui)</i>	<i>128</i>
<i>Figura 7- 4. Cuarto de Control de Bahías, junto al proceso (S/E Pomasqui)</i>	<i>128</i>
<i>Figura 7- 5. Sala de Control (S/E Pomasqui)</i>	<i>130</i>
<i>Figura A- 1. Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado</i>	<i>140</i>
<i>Figura A- 2. Anillo EFI.P Doble, Autocicatrización</i>	<i>143</i>

TABLAS

<i>Tabla 3- 1. Clasificación de funciones de comunicación</i>	44
<i>Tabla 4- 1. Comparación de protocolos</i>	90
<i>Tabla 6- 1. Comparación de los SAS instalados en el Ecuador</i>	120
<i>Tabla A- 1. Funciones de TRANSELECTRIC y CENACE</i>	141